

MAURÍCIO SILVEIRA ULYSSÉA

**DEFINIÇÃO DA PERIODICIDADE ÓTIMA DA
MANUTENÇÃO PREVENTIVA DE RELÉS DE
PROTEÇÃO**

**FLORIANÓPOLIS
2002**

UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA

**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO
EM ENGENHARIA ELÉTRICA**

**DEFINIÇÃO DA PERIODICIDADE ÓTIMA DA
MANUTENÇÃO PREVENTIVA DE RELÉS DE
PROTEÇÃO**

Dissertação submetida à
Universidade Federal de Santa Catarina
como parte dos requisitos para a
obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica

MAURÍCIO SILVEIRA ULYSSÉA

Florianópolis, Agosto de 2002.

DEFINIÇÃO DA PERIODICIDADE ÓTIMA DA MANUTENÇÃO PREVENTIVA DE RELÉS DE PROTEÇÃO

Maurício Silveira Ulysséa

‘Esta Dissertação foi julgada adequada para a obtenção do Título de Mestre em Engenharia Elétrica, área de concentração em Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica, e aprovada em sua forma final pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal de Santa Catarina.’

Prof. Jorge Coelho
Orientador

Prof. Edson Roberto De Pieri, Dr.
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Banca Examinadora:

Prof. Jorge Coelho, Dr.
Presidente

Prof. C. Celso de Brasil Camargo, Dr.

Prof. Hans Helmut Zürn, Ph.D.

Prof. Jaqueline Rolim, Dra.

À minha esposa Angela

Aos meus pais Ayres e Vilma (in memoriam)

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador Prof. Jorge Coelho, pelos ensinamentos, dedicação, pela amizade e pela atenção constante durante a orientação deste trabalho.

À ELETROSUL, empresa onde trabalho há 14 anos, pela postura e apoio aos programas de pesquisa e desenvolvimento tecnológico e pela oportunidade propiciada ao me patrocinar este Mestrado Profissional.

À ELETROBRAS/PRODESPO, pelo incentivo ao aprimoramento do pessoal de Engenharia de Sistemas, representado pelo patrocínio deste Mestrado Profissional.

A todos os professores do Mestrado Profissional, que através de seus ensinamentos e com muita paciência nos propiciaram uma revisão e ampliação de conceitos o que muito contribuirá na continuidade de nossa trajetória profissional.

Aos funcionários do Labplan e Labspot, desde professores, doutorandos, bolsistas e funcionários pelo espírito de colaboração mútua.

A minha colega Nádia do Departamento de Recursos Humanos e de Informática da ELETROSUL, pelo apoio material e incentivo os quais nunca faltaram.

Aos meus colegas do Mestrado Profissional pela solidariedade e pela agradável satisfação de conviver durante o período de cumprimento das disciplinas.

À minha esposa Angela pela paciência e compreensão nos momentos difíceis desta caminhada.

Agradeço aos senhores Engenheiro Airton Argemiro Silveira e Rosane Luz, pela preciosa contribuição ao estudo desenvolvido sobre o defeito “fora de tolerância”, relativo aos relés eletromecânicos da General Electric e Westinghouse e apresentado no capítulo 5 desta dissertação.

Sobretudo, agradeço a Deus, pela oportunidade maravilhosa apresentada a mim que servirá de grande valia para o aprimoramento e engrandecimento de minha carreira profissional e da minha vida pessoal.

Resumo da Dissertação apresentada à UFSC como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Engenharia Elétrica.

DEFINIÇÃO DA PERIODICIDADE ÓTIMA DA MANUTENÇÃO PREVENTIVA DE RELÉS DE PROTEÇÃO

Maurício Silveira Ulysséa

Agosto/2002

Orientador: Jorge Coelho, Dr.

Área de Concentração: Planejamento de Sistemas de Energia Elétrica.

Palavras-chave: Confiabilidade, Relés de Proteção e Manutenção Preventiva.

Número de páginas: 259.

Este trabalho determina uma política de manutenção preventiva ótima para relés de proteção de diferentes tecnologias, visando garantir o máximo de disponibilidade do sistema de proteção com o mínimo de custos, além de focar a busca pela melhoria da competitividade da empresa estudada (ELETROSUL). Uma das formas de maximizar esta disponibilidade, é através da utilização de técnicas de confiabilidade, pois as mesmas tornaram-se ferramentas muito úteis para o auxílio do processo decisório da Área de Engenharia de Manutenção das empresas do setor elétrico. Foram desenvolvidos dois modelos de confiabilidade que visam adotar novos intervalos entre manutenções preventivas de forma a reduzir o risco de falha operacional (recusa) ou atuação incorreta (sobre-alcance) dos relés após a solicitação dos mesmos. Determinaram-se as taxas de falha a partir de um banco de dados real, do tempo médio entre falhas (MTBF) e a partir dos dados estatísticos referentes às ocorrências de falhas do sistema de proteção. Executaram-se uma série de simulações e após encontrar os resultados, compararam-se os mesmos com os dados apresentados por estudos técnicos e com a periodicidade atualmente empregada na empresa analisada, buscando-se com isso, utilizar critérios científicos ao invés de critérios subjetivos para a determinação da periodicidade da manutenção preventiva de relés de proteção.

Abstract of Dissertation presented to UFSC as a partial fulfillment of the requirements
for the degree of Master in Electrical Engineering.

DEFINITION OF BEST PERIODICITY IN PROTECTION RELAYS PREVENTIVE MAINTENANCE

Maurício Silveira Ulysséa

Agosto/2002

Advisor: Jorge Coelho, Dr.

Area of Concentration: Electrical Energy Systems Planning.

Keywords: Reliability, Protection Relay and Preventive Maintenance.

Number of Pages: 259.

This paper determines an optimum preventive maintenance policy for protection relays of different manufacturing technologies, to enable guaranteeing the maximum of protection system availability with the lowest costs, focusing furthermore on the search of increasing competitiveness of the examined enterprise (ELETROSUL). One of the ways to maximize this availability is through the utilization of technical reliability procedures, since the latter became tools very useful to support decision-making processes within Maintenance Engineering Areas of companies in the electric field. Two models of reliability were developed seeking the adoption of new prevention maintenance intervals so as to minimize the risk of relay operation failure (refusal) or inadequate operation (over-reaching) upon their request. Failure rates were determined from a real database, of mean time between failures (MTBF) and from statistical data regarding protection system failures. Several simulations were carried out and as results were gathered, they were compared both with available data from technical researches as well as with presently adopted periodicity in the examined enterprise, in an attempt to use scientific criteria instead of subjective criteria to determine periodicity in protection relay preventive maintenance.

SUMÁRIO

NOMENCLATURA.....	xv
LISTA DE FIGURAS	xvii
LISTA DE GRÁFICOS	xviii
LISTA DE QUADROS	xix
LISTA DE TABELAS.....	xx
CAPÍTULO 1 – Introdução.....	1
1.1 - Motivações para a elaboração desta dissertação.....	1
1.2 - Objetivo desta dissertação.....	2
1.3 - A reestruturação do setor elétrico	3
1.4 - O papel da manutenção.....	4
1.5 - Sistema de proteção e relés de proteção.....	6
1.6 - Tipos de Falhas	8
1.7 - Metodologia da pesquisa.....	9
1.8 - Estrutura da dissertação	11
CAPÍTULO 2 – Manutenção	12
2.1 - Introdução	12
2.2 - Conceitos de manutenção.....	13
2.3 - Evolução histórica da manutenção.....	14
2.4 - O cenário atual da manutenção e a importância das áreas de manutenção das empresas	15
2.5 - Métodos de manutenção.....	16
2.6 - Tipos de manutenção	19
2.6.1 - Manutenção Preventiva.....	20
2.6.1.1 - Manutenção Preventiva Baseada no Tempo ou Manutenção Programada	20

2.6.1.2 - Manutenção Preventiva Baseada na Condição ou Manutenção Preditiva.....	22
2.6.1.3 - Tarefas de descobertas de falhas ou Manutenção Detectiva	23
2.6.2 - Manutenção Corretiva ou Manutenção Forçada	23
2.6.3 - Manutenção Autônoma	24
2.7 - Principais abordagens atuais	25
2.7.1 - TPM.....	25
2.7.1.1 - Surgimento da TPM	25
2.7.1.2 - Conceitos da TPM.....	26
2.7.1.3 - Objetivos da TPM.....	26
2.7.1.4 - Pilares da TPM.....	27
2.7.2 - RCM.....	29
2.7.2.1 - Surgimento da RCM	29
2.7.2.2 - Conceitos da RCM.....	29
2.7.2.3 - Objetivos da TPM.....	30
2.8 - Conclusões	31

CAPÍTULO 3 – Confiabilidade 32

3.1 - Introdução	32
3.2 - Conceitos de confiabilidade.....	33
3.3 - Índices de avaliação ou figuras de mérito.....	33
3.3.1 - Taxa de falha (λ).....	34
3.3.2 - Tempo médio até a falha (MTTF).....	35
3.3.3 - Tempo médio de reparo (MTTR) e taxa de reparo (μ)	35
3.3.4 - Tempo médio entre falhas (MTBF)	36
3.3.5 - Função de confiabilidade ($R(t)$)	36
3.3.6 - Função taxa de falha ($\lambda(t)$)	37
3.3.7 - Disponibilidade (A).....	37
3.4 - Técnicas de análise de confiabilidade.....	38
3.4.1 - FMEA.....	38
3.4.2 - FMECA.....	39

3.4.3 - FTA	39
3.4.4 - Análise do tempo de falha.....	40
3.4.5 - Modelo de Markov.....	42
3.4.6 - Análise de confiabilidade através de diagramas de blocos:	
Confiabilidade Estrutural.....	44
3.4.7 - Outras técnicas de análise de confiabilidade	45
3.5 - Conclusões	46
CAPÍTULO 4 – A EMPRESA - ELETROSUL	47
4.1 - Introdução	47
4.2 - Visão geral da empresa	47
4.3 - A ELETROSUL antes de ser privatizada – Centrais Elétricas do Sul	
do Brasil S.A.	48
4.3.1 - Evolução da capacidade instalada do parque gerador -	
período: 1975 a 1997	49
4.3.2 - Evolução da geração própria e da disponibilidade do sistema	
gerador - período: 1975 a 1997	50
4.3.3 - Evolução do consumo de energia elétrica - período: 1988 a 1997.....	51
4.4 - A ELETROSUL após o processo de privatização - Empresa Transmissora	
de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A.	51
4.4.1 - Atividades básicas.....	52
4.4.2 - Missão da empresa	52
4.4.3 - Evolução da extensão do sistema de transmissão -	
período: 1987 a 2001	53
4.4.4 - Evolução da potência de transformação - período: 1975 a 2001	53
4.4.5 - Crescimento do consumo na região do Subsistema Sul	
no ano 2001 (Região Sul e estado do Mato Grosso do Sul)	54
4.4.6 - Evolução dos índices de desempenho	55
4.5 - Considerações gerais sobre a manutenção da empresa.....	55
4.5.1 - A Manutenção Estratégica	56
4.5.2 - Filosofia da manutenção.....	56
4.6 - O sistema de proteção da empresa.	57

4.6.1 - As Subestações pertencentes à Empresa	57
4.6.2 - As Linhas de Transmissão da Empresa.....	58
4.6.3 - Total de relés de proteção instalados na Empresa.....	59
4.7 - Sistemas de informatização e gerenciamento da operação e manutenção.....	60
4.7.1 - O Sistema BDE - Banco de Dados de Equipamentos	62
4.7.2 - O Sistema OSO - Banco de Dados de Ocorrências no Sistema Operativo.....	63
4.8 - O Setor de Engenharia de Manutenção da Proteção.....	63
CAPÍTULO 5 – O estudo do defeito “fora de tolerância”.....	64
5.1 - Introdução	64
5.2 - Histórico do estudo realizado.....	65
5.3 - Principais informações sobre os relés eletromecânicos da General Electric e Westinghouse consideradas no estudo	67
5.4 - Estudo do defeito nos relés General Electric e Westinghouse.....	68
5.4.1 - Quantidade de relés inspecionados e o percentual encontrado fora dos limites estabelecidos (RE NÃO OK).....	68
5.4.2 - Evolução da quantidade de relés NÃO OK no período considerado	69
5.4.3 - Quantidade de medidas realizadas e o percentual encontrado fora dos limites estabelecidos (MED NÃO OK)	70
5.5 - Estudo do defeito em cada modelo de relé considerado	71
5.5.1 - Quantidade de relés inspecionados e o percentual encontrado fora dos limites estabelecidos por modelo (RE NÃO OK).....	71
5.5.2 - Quantidade de medidas realizadas e o percentual encontrado fora dos limites estabelecidos (MED NÃO OK) por modelo de relé.....	72
5.6 - Conclusões do estudo realizado	75
5.7 - Recomendações do estudo realizado.....	76
CAPÍTULO 6 – Definição da periodicidade ótima de manutenção preventiva de relés de proteção.....	77
6.1 - Introdução	77

6.2 - Definição da periodicidade de manutenção preventiva	78
6.3 - Banco de dados de relés de proteção	79
6.4 - Modelos de confiabilidade utilizados para os relés de proteção.....	83
6.4.1 - Modelo 1 (Modelo de ANDERS).....	86
6.4.1.1 - Cálculo da indisponibilidade dos grupos/modelos de relés.....	87
6.4.1.2 - Modelo 1: aplicado para os relés sem rotina de automonitoramento	90
6.4.1.3 - Modelo 1 estendido: aplicado para os relés com rotina de automonitoramento	91
6.4.2 - Modelo 2 (Modelo de ZIEGLER).....	92
6.5 - Hipóteses aplicadas aos modelos de confiabilidade.....	97
6.5.1 - Hipótese 1: taxa de falhas estimada para os grupos/modelos de relés de proteção.....	97
6.5.1.1 - Cálculo da probabilidade de falha do equipamento protegido	97
6.5.1.2 - Cálculo da probabilidade de falha múltipla.....	98
6.5.2 - Hipótese 2: taxa de falhas calculada a partir da periodicidade e da probabilidade de falha múltipla dos grupos/modelos de relés de proteção.....	99
6.6 - Taxa de falhas dos equipamentos protegidos.....	102
6.7 - Falha múltipla dos relés de proteção.....	104
6.8 - Relés de proteção eletromecânicos	105
6.8.1 - Relés de proteção eletromecânicos da General Electric e Westinghouse.....	106
6.8.1.1 - Introdução.....	106
6.8.1.2 - Seleção da amostra	107
6.8.1.3 - Análise estatística dos relés	108
6.8.1.4 - Análise dos dados de manutenção preventiva	109
6.8.1.5 - Análise independente do fabricante no período 1991 a 2000....	109
6.8.1.6 - Análise no período 1991 a 1995 para os relés da GE e WECO.....	112
6.8.1.7 - Determinação da periodicidade independentemente do fabricante utilizado - período 1991 a 1995	116

6.8.1.8 - Determinação da periodicidade por fabricante - período 1991 a 1995.....	124
6.8.1.9 - Comparação das periodicidades calculadas pelos modelos matemáticos com a periodicidade indicada pela engenharia de manutenção referente ao período 1991 a 1995.....	127
6.8.1.10 - Análise no período 1996 a 2000 para os relés da GE e WECO.....	129
6.8.1.11 - Determinação da periodicidade independentemente do fabricante utilizado - período 1996 a 2000	131
6.8.1.12 - Determinação da periodicidade por fabricante - período 1996 a 2000.....	133
6.8.1.13 - Comparação das periodicidades calculadas pelos modelos matemáticos com a periodicidade recomendada pelo estudo do defeito “fora de tolerância”, no período 1996 a 2000.....	135
6.8.2 - Relés de proteção eletromecânicos de outros modelos do mesmo fabricante ou de fabricantes diferentes.....	137
6.9 - Relés de proteção semi-estáticos e estáticos.....	137
6.9.1 - Relés de proteção estáticos sem automonitoramento da SIEMENS...	138
6.9.1.1 - Introdução.....	138
6.9.1.2 - Análise estatística dos relés	138
6.9.1.3 - Determinação da periodicidade para o modelo de relés 7SL32 da SIEMENS	139
6.9.1.4 - Comparação das periodicidades calculadas pelos modelos matemáticos com a periodicidade atual empregada pela empresa	142
6.9.2 - Relés de proteção semi-estáticos ou estáticos sem rotina de automonitoramento de outros modelos do mesmo fabricante ou de fabricantes diferentes.....	143
6.9.3 - Relés de proteção estáticos com rotina de automonitoramento	144
6.10 - Relés de proteção digitais	144
6.10.1 - Relés de proteção digitais da SCHWEITZER.....	145
6.10.1.1 - Introdução.....	145

6.10.1.2 - Análise estatística dos relés	145
6.10.1.3 - Determinação da periodicidade para o modelo de relés SEL-321 da SCHWEITZER	146
6.10.1.4 - Comentários gerais sobre os resultados encontrados	149
6.10.2 - Relés de proteção digitais de outros modelos do mesmo fabricante ou de fabricantes diferentes.....	151
CAPÍTULO 7 – Conclusões e sugestões para trabalhos futuros	152
7.1 - Conclusões	152
7.2 - Sugestões para trabalhos futuros.....	154
ANEXO I.....	159
ANEXO II	160
ANEXO III.....	161
ANEXO IV.....	162
ANEXO V.....	163
ANEXO VI.....	166
ANEXO VII	168
ANEXO VIII.....	170
ANEXO IX.....	172
ANEXO X.....	174
ANEXO XI.....	176
ANEXO XII	184
ANEXO XIII.....	188
ANEXO XIV	192
ANEXO XV.....	196
ANEXO XVI.....	200
ANEXO XVII.....	204
ANEXO XVIII.....	207
ANEXO XIX	210
GLOSSÁRIO.....	211
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	216

Nomenclatura

ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas

AC – Corrente alternada

BDE – Banco de Dados de Equipamentos

BS – Norma Britânica (*British Standard*)

CPST – Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão

DC – Corrente contínua

DES – Departamento de Engenharia de Sistemas

DMS – Departamento de Manutenção de Sistemas

DOS – Departamento de Operação de Sistemas

FAA – Agência de Aviação Federal (*Federal Aviation Agency*)

FMEA – Análise dos Modos e Efeitos das Falhas (*Failure Modes and effect analysis*)

FMECA – Análise da Criticidade, Modos e Efeitos das Falhas (*Failure Modes effects and criticality*)

FTA – Análise de Árvore de Falhas (*fault Tree Analysis*)

GE – General Electric

GTMI – Grupo de Trabalho da Manutenção Interligada

IFRA – Taxa de falhas crescente (*Increasing Failure Rate*)

LCC – Custo do ciclo de vida (*Life cycle cost*)

LTA – Análise de Árvore Lógica (*Logic Tree Analysis*)

MAE – Mercado Atacadista de Energia

MED – Medidas Realizadas

MED NÃO OK – Medidas Realizadas Não Ok

MME – Ministério de Minas e Energia

MP – Manutenção preventiva

MSG – Grupo Governamental de Manutenção (*Maintenance Steering Group*)

MTBF – Tempo médio entre falhas

MTTF – Tempo médio até a falha

MTTR – Tempo médio de reparo

ONS – Operador Nacional do Sistema

OSO – Banco de Dados de Ocorrências do Sistema Operativo

PND – Programa Nacional de Desestatização

PS – Pedido de Serviço

RCM – Manutenção Centrada em Confiabilidade

RE – Relés Inspeccionados

RE NÃO OK – Relé NÃO Ok

SCE – Sistema de Cadastro de Equipamentos

SE – Subestação

SEMAP – Setor de Engenharia de Manutenção da Proteção

SCE – Sistema de Cadastro de Equipamentos

SGS – Sistema de Gerenciamento de Serviço

SIM – Seminário Interno de Manutenção

TPM – Manutenção Produtiva Total

TQC – Controle de Qualidade Total (*Total Quality Total*)

WECO – Westinghouse

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 - Composição simplificada de um sistema de proteção	6
Figura 1.2 - Falha do relé por sub-alcance (alcance ôhmico < alcance ajustado)	8
Figura 1.3 - Falha do relé por sobre-alcance (alcance ôhmico > alcance ajustado)	8
Figura 3.1 - Ciclo de operação de uma unidade a dois estados	34
Figura 3.2 - Modelo a dois estados – Diagrama de espaço a dois estados, onde λ é a taxa de falha e μ é a taxa de reparo.....	43
Figura 3.3 - Representação de um sistema série	44
Figura 3.4 - Representação de um sistema paralelo	45
Figura 6.1 - Ciclos de operação para a descoberta da falha.....	88
Figura 7.1 - Representação da confiabilidade estrutural de um circuito de proteção composto de 4 relés e 2 sistemas de proteção (Primário e Alternado).....	155

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 4.1 -	Percentagem de linhas por quantidade e níveis de tensão	59
Gráfico 4.2 -	Percentagem de linhas por quilometragem e níveis de tensão	59
Gráfico 5.1 -	Relés GE - Total de relés inspecionados e o percentual encontrado desajustado (RE NÃO OK).....	68
Gráfico 5.2 -	Relés WECO - Total de relés inspecionados e o percentual encontrado desajustado (RE NÃO OK).....	69
Gráfico 5.3 -	Relés GE - Evolução da quantidade de relés desajustados (RE NÃO OK).....	69
Gráfico 5.4 -	Relés WECO - Evolução da quantidade de relés desajustados (RE NÃO OK).....	70
Gráfico 5.5 -	Comparação entre os percentuais de relés desajustados (RE NÃO OK) - Modelo CEYG51 (sem capacitor) e CYG52 (com capacitor).....	72
Gráfico 5.6 -	Medidas realizadas e o percentual encontrado desajustado (MED NÃO OK) - Modelo CEY52	73
Gráfico 5.7 -	Evolução da quantidade de medidas desajustadas (MED NÃO OK) - Modelo CEY52	73
Gráfico 5.8 -	Medidas realizadas e o percentual encontrado desajustado (MED NÃO OK) - Modelo KD4	74
Gráfico 5.9 -	Evolução da quantidade de medidas desajustadas (MED NÃO OK) - Modelo KD4	74
Gráfico 6.1 -	Percentual dos relés de proteção por tecnologia.....	80
Gráfico 6.2 -	Curva teórica de indisponibilidade do grupo/modelos de relés em função do tempo, para probabilidade de erro humano igual a 0% e 10%	89
Gráfico 6.3 -	Curvas de indisponibilidade de um relé em função do tempo.....	96
Gráfico 6.4 -	Curvas de indisponibilidade de um relé de proteção em função do tempo, com as probabilidades de erro humano das rotinas de manutenção iguais a 0% e 10%	96

LISTA DE QUADROS

Quadro 4.1 - Capacidade instalada do parque gerador.....	49
Quadro 4.2 - Disponibilidade total do sistema gerador.....	50
Quadro 4.3 - Consumo de Energia Elétrica.....	51
Quadro 4.4 - Extensão total da rede de transmissão.....	53
Quadro 4.5 - Evolução da potência de transformação	54
Quadro 4.6 - Evolução dos índices de desempenho	55
Quadro 6.1 - Periodicidade de Manutenção Preventiva de relés de proteção de algumas empresas do setor elétrico brasileiro.....	79
Quadro 6.2 - Periodicidade de Manutenção Preventiva de algumas tecnologias e fabricantes de relés de proteção utilizados na	79

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 - Subestações da ELETROSUL	57
Tabela 4.2 - Quantidade e quilometragem de linhas de transmissão por níveis de tensão.....	58
Tabela 5.1 - Distribuição dos relés instalados em bays de linhas e de transferência, por nível de tensão e por regional.....	68
Tabela 6.1 - Estratificação dos relés de proteção por tecnologia.....	80
Tabela 6.2 - Estratificação dos relés de proteção por fabricante.....	81
Tabela 6.3 - Estratificação dos relés de proteção por fabricante, modelo e função.....	82
Tabela 6.4 - Taxa de Falhas dos equipamentos da ELETROSUL referente ao período 1998 a 2000.....	103
Tabela 6.5 - Critérios adotados pelo ONS para as atuações dos sistemas de proteção	104
Tabela 6.6 - Critérios adotados pelo ONS para as atuações dos relés de proteção.....	105
Tabela 6.7 - Percentual de relés da GE por quantidade de desajustes	110
Tabela 6.8 - Percentual de relés da WECO por quantidade de desajustes.....	110
Tabela 6.9 - Proporção de desajustes por modelos de relés da GE.....	111
Tabela 6.10 - Proporção de desajustes por modelos de relés da WECO	111
Tabela 6.11 - Proporção de desajustes por modelos de relés da GE e WECO (91-95).	112
Tabela 6.12 - Teste de hipótese de igualdade de proporções de desajustes para os grupos 1, 2 e 3, com valores críticos ($Z_{crítico}$) = 2,58 (91-95).....	114
Tabela 6.13 - Taxa de desajuste do grupo de relés, composto pelos modelos de relés da GE e WECO (91-95)	115
Tabela 6.14 - Teste de hipótese de igualdade de proporções de desajustes para os grupos 1 (GE) e 2 (WECO), com valores críticos ($Z_{crítico}$) = 2,58 (91-95).....	116
Tabela 6.15 - Probabilidade de falha múltipla do grupo de relés G1 (GE e WECO) - periodicidade de MP de 2 a 16 meses (Modelo 1, Hipótese 1 → 91-95)	118
Tabela 6.16 - Probabilidade de falha múltipla do grupo de relés G1 (GE e WECO) - periodicidade de MP de 18 a 32 meses (Modelo 1, Hipótese 1 → 91-95)	118

Tabela 6.17 - Probabilidade de falha múltipla do grupo de relés G1 (GE e WECO) - periodicidade de inspeção de 2 a 16 meses (Modelo 2, Hipótese 1 → 91-95).....	119
Tabela 6.18 - Probabilidade de falha múltipla do grupo de relés G1 (GE e WECO) - periodicidade de MP de 2 a 16 meses para N=0 e N=10 (Modelo 2, Hipótese 1 → 91-95).....	120
Tabela 6.19 - Periodicidade ótima encontrada para o grupo de relés G1 (formado pelos modelos de relés da GE e WECO, independente do fabricante utilizado) considerando a hipótese 1 (91-95).....	121
Tabela 6.20 - Atuações referentes aos modelos de relés da GE e WECO ocorridas durante o período 1991 a 1995.....	122
Tabela 6.21 - Taxa de falhas calculada a partir da probabilidade de falha múltipla, utilizando as equações de indisponibilidade do Modelo 1 (equação 6.18) e do Modelo 2 (equação 6.19) – Grupo G1 (91-95).....	123
Tabela 6.22 - Periodicidade ótima encontrada para o grupo de relés G1 (formado pelos modelos de relés da GE e WECO, independente do fabricante utilizado) considerando a hipótese 2 (91-95).....	124
Tabela 6.23 - Periodicidade ótima encontrada para o grupo de relés G1 e G2 (formado pelos modelos de relés da GE e WECO) considerando a hipótese 1 (91-95)	125
Tabela 6.24 - Atuações referentes aos modelos de relés G1 - GE e G2 -WECO ocorridas durante o período 1991 a 1995.....	126
Tabela 6.25 - Taxa de falhas calculada a partir da probabilidade de falha múltipla - Grupo G1 - GE e G2 - WECO (91-95)	126
Tabela 6.26 - Periodicidade ótima encontrada para o grupo de relés G1 e G2 (formado pelos modelos de relés da GE e WECO) considerando a hipótese 2 (91-95)	127
Tabela 6.27 - Periodicidade ótima dos grupos de relés, ao aplicar-se os modelos de confiabilidade (Modelo 1 ou Modelo 2 - sem rotina de automonitoramento e com rotina de manutenção) (91-95).....	128
Tabela 6.28 - Proporção de desajustes por modelos de relés da GE e WECO (96-00).....	129

Tabela 6.29 - Teste de hipótese de igualdade de proporções de desajustes para os grupos 1, 2 e 3, com valores críticos ($Z_{\text{crítico}} = 2,58$ (96-00)	130
Tabela 6.30 - Taxa de desajuste do grupo de relés, composto pelos modelos de relés da GE e WECO (96-00)	130
Tabela 6.31 - Teste de hipótese de igualdade de proporções de desajustes para os grupos 1 (GE) e 2 (WECO), com valores críticos ($Z_{\text{crítico}} = 2,58$ (96-00).....	131
Tabela 6.32 - Atuações referentes aos modelos de relés da GE e WECO ocorridas durante o período 1996 a 2000.....	132
Tabela 6.33 - Taxa de falhas calculada a partir da probabilidade de falha múltipla, utilizando as equações de indisponibilidade do Modelo 1 (equação 6.18) e do Modelo 2 (equação 6.19) – Grupo G1 (96-00).....	133
Tabela 6.34 - Atuações referentes aos modelos de relés G1 - GE e G2 –WECO ocorridas durante o período 1996 a 2000.....	134
Tabela 6.35 - Taxa de falhas calculada a partir da probabilidade de falha múltipla - Grupo G1 - GE e G2 - WECO (96-00)	135
Tabela 6.36 - Periodicidade ótima dos grupos de relés, ao aplicar-se os modelos de confiabilidade (Modelo 1 ou Modelo 2 - sem rotina de automonitoramento e com rotina de manutenção) (96-00).....	136
Tabela 6.37 - Periodicidade ótima encontrada para o modelo de relés 7SL32 da SIEMENS considerando a hipótese 1	140
Tabela 6.38 - Atuações referentes aos modelos de relés 7SL32 da SIEMENS ocorridas durante o período 1991 a 2000.....	141
Tabela 6.39 - Taxa de falhas calculada a partir da probabilidade de falha múltipla, utilizando as equações de indisponibilidade do Modelo 1 (equação 6.18) e do Modelo 2 (equação 6.19) – relé 7SL32 da SIEMENS	141
Tabela 6.40 - Periodicidade ótima encontrada para o modelo de relés 7SL32 da SIEMENS considerando a hipótese 2	142
Tabela 6.41 - Periodicidade ótima do modelo de relés 7SL32 da SIEMENS, ao aplicar-se os modelos de confiabilidade (Modelo 1 ou Modelo 2 - sem rotina de automonitoramento e com rotina de manutenção).....	143
Tabela 6.42 - Tempo médio entre falhas e a taxa de falhas do relé digital SEL-321 ...	147
Tabela 6.43 - Periodicidade ótima encontrada para o modelo de relés SEL-321 da SCHWEITZER	149

Capítulo 1

1 INTRODUÇÃO

1.1 MOTIVAÇÕES PARA A ELABORAÇÃO DESTA DISSERTAÇÃO

O modelo de reestruturação que vem sendo sugerido e implementado no setor elétrico brasileiro, tem como um dos pontos de sustentação o princípio segundo o qual é possível promover a competição em segmentos potencialmente competitivos, com base na tese de que as empresas atingem maiores níveis de eficiência quanto mais submetidas à concorrência, contando com a participação do capital privado, para o alcance da melhoria da qualidade e da confiabilidade dos serviços.

Desde os primórdios da economia, a competição entre as empresas tem sido vista como um forte instrumento que soluciona o problema econômico e o monopólio empresarial, é o principal causador das imperfeições diante da busca do bem estar social. Os mercados competitivos têm-se mostrado factíveis porque eles se apresentam economicamente eficientes (PINDICK e RUDINFIELD, 1994).

O setor elétrico é uma das bases do sistema econômico, e como tal deve estar preparado para responder às necessidades da sociedade não interrompendo a continuidade do fornecimento de energia elétrica. O objetivo principal dos gerenciadores das empresas transmissoras de energia elétrica é a minimização dos riscos de indisponibilidades de seus equipamentos, buscando desta forma, cada vez mais, o aumento da qualidade e da confiabilidade de seus sistemas de transmissão.

Com o fortalecimento do novo modelo pautado na competição, novas alternativas para o desenvolvimento e eficiência do mercado de energia elétrica terão que ser buscadas. Com a abertura do mercado e partindo-se para o estabelecimento de um ambiente de concorrência perfeita, os agentes do mercado estão cada vez mais interessados em otimizar seus negócios. Portanto, a ELETROSUL, como uma empresa transmissora de energia, terá

que minimizar seus custos de produção de forma a apresentar para o MAE¹, preços competitivos, sem deixar de lado suas estratégias de vendas, viabilizando sua eficiência técnico-econômica.

Esta dissertação propõe-se portanto, minimizar as perdas provocadas por indisponibilidades do sistema de proteção, desenvolvendo estudos com a finalidade de definir estratégias corretas, para encontrar a periodicidade ótima entre as manutenções preventivas de relés de proteção².

1.2 OBJETIVO DESTA DISSERTAÇÃO

Com o processo de globalização da economia mundial e, a conseqüente reformulação do setor elétrico brasileiro, as empresas estarão cada vez mais pressionadas a adotar novas formas de organizar a produção e o trabalho, objetivando com isso, atuar em mercados mais competitivos (MOTTA, 1999).

Com a cisão da antiga ELETROSUL em 1997, e a conseqüente separação dos segmentos de geração e transmissão, a empresa transformou-se apenas em uma empresa transmissora de energia elétrica, reduzindo cerca de 30% de sua dimensão empresarial original. A prioridade principal da mesma passou a enfocar a busca pela melhoria da competitividade, sendo que a utilização de técnicas de confiabilidade, tornaram-se ferramentas muito úteis para a garantia da maximização da disponibilidade do sistema de transmissão com o mínimo de custos.

Uma das formas de maximizar esta disponibilidade, é através da aplicação de modelos de confiabilidade para a escolha da periodicidade entre as inspeções dos relés de proteção. Cabe salientar que estes modelos foram desenvolvidos no Capítulo 6 desta dissertação.

¹ Mercado Atacadista de Energia – instituído em 1988 e caracterizando-se como um fórum onde se processam as transações de compra e venda de energia elétrica do “mercado spot”, subdividido em 4 submercados: Norte, Nordeste, Sul e Sudoeste/Centro-Oeste.

² Durante a manutenção preventiva de um relé de proteção é verificado se o mesmo operará corretamente quando requerido, e não operará indevidamente na mesma situação.

1.3 A REESTRUTURAÇÃO DO SETOR ELÉTRICO

No final da década de 70 começaram a ser delineados os aspectos básicos da reforma do setor elétrico nos países industrializados. A estrutura da cadeia produtiva, organizada de forma verticalizada³, assim como a atividade pública, monopolística, passaram a ser fortemente criticadas, deixando transparecer uma característica interessante, uma vez que, atualmente, as empresas estão novamente assumindo uma organização integrada. Nos tempos atuais, a entrada de novos agentes, possibilitada pelas inovações tecnológicas e as crescentes pressões competitivas, introduzem no âmago da Indústria de Energia Elétrica, atividades concorrenciais e não concorrenciais (SERRANO, 1999). No Brasil, em 1991, com a chamada Lei Eliseu Resende – Lei nº 8631⁴, iniciou-se efetivamente a reforma do setor elétrico. Diante das dificuldades apresentadas pelo Estado, e os graves problemas acumulados pela Indústria de Energia Elétrica no Brasil em financiar os projetos de expansão da capacidade do parque produtivo, associado às especificidades de um sistema hidroelétrico, os impeditivos de ordem administrativa, institucional, financeira, política e legal e, tendo em vista a transformação do setor elétrico em âmbito mundial, o Banco Mundial, através de seus estudos e relatórios de avaliação, passou a recomendar a reformulação do setor. Segundo essa entidade, a mudança deveria envolver, além da privatização das empresas, uma reforma estrutural e regulatória. Em 1996, o Ministério de Minas e Energia (MME), contratou o consórcio britânico liderado pela *Coopers & Lybrand* que, com a participação de profissionais do setor, apresentou uma proposta para uma ampla reforma do setor elétrico, que vem sendo implementada desde então.

A concepção do novo modelo de prestação de serviços públicos de energia elétrica, passa em primeiro lugar pela aceitação da necessidade da evolução do modelo da Indústria de Energia Elétrica verticalizada, em especial por, mantida esta estrutura, conformar o setor a um aspecto monopolista, na qual a concorrência, e conseqüentemente ganhos de

³ Uma estrutura se diz verticalizada, quando uma mesma empresa de energia executa as atividades de geração, transmissão, distribuição e venda de energia elétrica.

⁴ Esta lei promoveu o encontro de contas entre empresas elétricas, para equilibrar a situação financeira das mesmas, além de substituir o regime tarifário pelo custo do serviço. A estrutura de monopólios estatais operados pelo custo do serviço está sendo abandonada. Outra estrutura está emergindo com empresas privadas e desverticalizadas, operando em regime concorrencial na geração e em regime de tarifas incentivadas na transmissão/distribuição.

eficiência, não surgiriam espontaneamente pelo interesse das empresas, fossem as mesmas estatais ou privatizadas. O aspecto de ser privatizada parte ou totalidade do setor tem muito mais a ver com as concepções do governo, ou motivada, por exemplo, pela necessidade de captar mais recursos para o desenvolvimento do setor elétrico, e não raramente, por conveniências inclusive externas (por exemplo, redução do déficit público), não sendo partes obrigatória ou necessária da reformulação do mesmo. Frequentemente, as privatizações são justificadas como forma de incentivar a eficiência das empresas (GOMES, 1997).

Os principais objetivos da nova legislação do setor elétrico brasileiro são: promover a competição, a eficiência econômica e a eficiência técnica do setor, bem como atrair novos agentes e capitais privados internacionais e nacionais de forma a viabilizar sua expansão. No novo modelo, o papel do Estado na operação é diminuído e, conseqüentemente ocorre o fortalecimento de suas funções reguladoras (CASTELO BRANCO, 1996, pp 114).

A idéia básica do novo paradigma da desverticalização da indústria, é dotar cada segmento dos mais adequados modelos de regulação que lhes sejam aplicáveis. A geração passa a ser uma indústria competitiva, liberando, nesses casos, os preços a serem cobrados pela energia vendida. A transmissão e a distribuição, segmentos caracterizados como monopólios naturais, terão um grau maior de regulação. Segundo PONTES (1998), em suma, a proposta de reestruturação/privatização estaria sendo fundamentada na idéia de que o mercado poderia atender aos consumidores de forma mais eficiente quando os agentes pudessem agir livremente, isto é, sem a tutela do Estado, cabendo a estes as execuções de suas novas funções: regular o comportamento desses agentes, num mercado em que ainda prevaleciam às características de monopólio natural, como nos segmentos de transmissão e distribuição de energia elétrica.

1.4 O PAPEL DA MANUTENÇÃO

Vive-se atualmente em um processo de globalização que afeta a todos: concorrências em níveis nunca vistos e economias abertas pressionam para baixo os preços dos produtos finais, ao mesmo tempo em que os custos – principalmente o financeiro – sacrificam os

volumes de vendas e as margens de lucros. Neste contexto, a manutenção de equipamentos elétricos adquiriu um papel de destaque dentro das concessionárias de energia elétrica, pois a mesma possibilita a garantia de que os equipamentos permaneçam em condições de operação, mantendo com isso, os níveis de confiabilidade e evitando a incidência de falhas.

Nos tempos atuais, as atividades de manutenção devem ser repensadas e redirecionadas de modo a contribuir para os resultados da empresa. Não faz mais sentido manter as plantas operando sempre à máxima capacidade, devido aos altos custos de mão de obra e de capital. Deve-se sim, assegurar à área operacional uma capacidade produtiva compatível com a demanda e a um custo que não sacrifique o preço final do produto – e conseqüentemente a sua competitividade no mercado – ou a margem de lucro da empresa. Houve uma grande mudança na consciência e no conceito gerencial acerca das inovações e custos referentes às políticas, práticas e procedimentos de manutenção. A atividade de manutenção passou a ser uma estratégia indispensável à produção, sendo considerado também, uma das bases de toda a atividade industrial (SMITH, 1993).

Segundo JAYABALAN e DIPAK CHAUDHIRI (1992), quando se fala de manutenção de equipamentos de sistemas de potência, ainda não foi possível desenvolver uma política única que possa ser aplicada na maioria dos equipamentos, seja pela diversidade dos equipamentos ou porque fatores diversos devam ser levados em consideração para a aplicação de políticas de manutenção específicas. Cabe salientar, que a grande maioria das políticas de manutenção priorizam o enfoque econômico, analisando principalmente os custos de manutenção.

MOTTA (2001) ressalta o papel estratégico que a manutenção deve desempenhar no novo modelo do setor elétrico brasileiro, no qual a receita das empresas transmissoras de energia elétrica depende diretamente da disponibilidade de seus sistemas de transmissão. Este modelo implicará na mudança de paradigma da eficiência para o de eficácia, isto é, priorizará a busca da disponibilidade dos sistemas, com segurança e custos adequados, procurando efetuar o reparo rápido e bem executado.

COELHO, GEHRKE e MICHELS (1995) ressaltam que a manutenção tem contribuído efetivamente na melhoria do desempenho de equipamentos, sistemas ou

instalações, uma vez que a identificação adequada de seus estados de falha tende a torná-los mais confiáveis.

1.5 SISTEMA DE PROTEÇÃO E RELÉS DE PROTEÇÃO

A eliminação de defeitos em equipamentos ou seções de um sistema de proteção^{5,6} deve levar em conta diversos fatores, de forma que minimizem os riscos de instabilidades no sistema e a descontinuidade no fornecimento de energia, além de protegê-los contra danos que poderiam ser causados pelas correntes ou tensões de defeito.

Um sistema de proteção é constituído basicamente de: relés de proteção, fontes de alimentação de tensão e corrente que alimentam os relés (AC), fontes de alimentação de corrente contínua (DC), circuitos de proteção e disjuntores (equipamentos protegidos).

A função principal de um sistema de proteção é provocar o desligamento automático do equipamento protegido, através da atuação do relé de proteção no disjuntor correspondente, com o objetivo de reduzir danos a esses equipamentos e evitar que afete a operação normal do restante do sistema (ANDERSON, 1984).

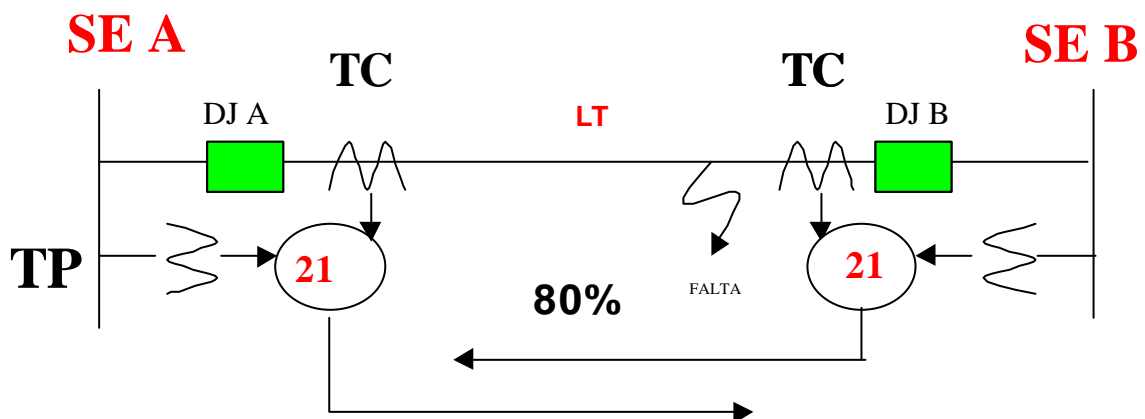


FIGURA 1.1: Composição simplificada de um sistema de proteção

⁵ KOMM, WEBER, SCHWEITZER e HOU (1994) salientam que a meta principal do teste de um sistema de proteção é maximizar a disponibilidade e minimizar o risco de operação indevida, considerando isso, devem ser definidos intervalos de testes adequados para os diversos sistemas de proteção, nesta dissertação, representada pelos relés de proteções.

⁶ Cabe salientar que o ANEXO VII desta dissertação apresenta um sistema de proteção completo de uma linha de transmissão da ELETROSUL.

Onde pode-se observar:

TC – Transformador de corrente

TP – Transformador de potencial

SE A, SEB – Subestações A e B

DJ A, DJ B – Disjuntores das subestações A e B (abrem para uma falta interna à LT)

LT – Linha de Transmissão

21 – Relés de distância (21)

Para atender adequadamente a estas necessidades, o sistema de proteção deve cumprir os seguintes requisitos:

- a) seletividade – a proteção deve desligar a menor parte possível do sistema, parte esta necessária para isolar completamente o mesmo.
- b) velocidade de atuação – a rapidez na eliminação dos defeitos, minimizará o vulto do mesmo e diminuirá os riscos de instabilidade no sistema.
- c) sensibilidade – a proteção deve ter sensibilidade suficiente para operar em caso de defeito de pequena intensidade no lado remoto do circuito protegido (linha de transmissão).
- d) confiabilidade – a proteção deve funcionar adequadamente em caso de defeito e não deve operar intempestivamente quando não solicitada. A confiabilidade do relé de proteção, a qualidade do equipamento utilizado e uma manutenção adequada são fatores que contribuem para a confiabilidade do sistema de proteção.

Um conceito comumente utilizado é que o relé é um dispositivo automático destinado a provocar um desligamento no sistema por ele controlado, quando da ocorrência de uma falha. Segundo a ABNT (1994), um relé de proteção “é um dispositivo por meio do qual um equipamento elétrico é operado quando se produzem variações nas condições deste equipamento ou do circuito em que ele está ligado ou em outro equipamento ou circuito diferente”.

1.6 TIPOS DE FALHAS

Nesta dissertação são considerados principalmente três tipos distintos de falhas, devido a sua natureza, ou seja, basicamente os relés de proteção apresentam três modos de falhas:

- Falha em operar na presença de uma demanda operacional, também conhecida como “falha operacional” (recusa por sub-alcance ou atuação incorreta por sobre-alcance do relé de proteção);

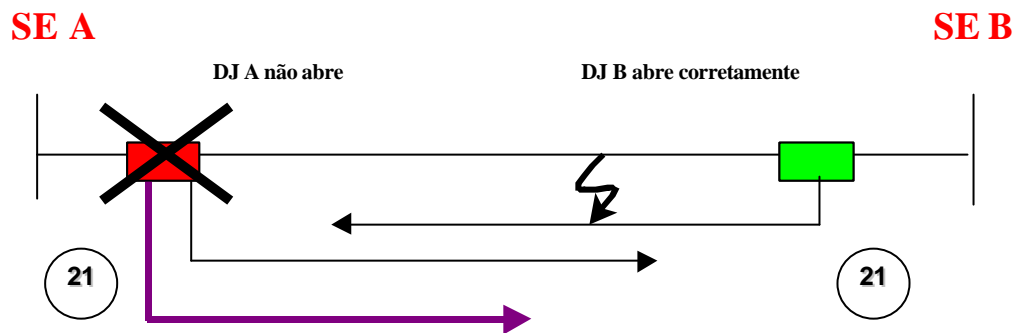


FIGURA 1.2: Falha do relé por sub-alcance (alcance ôhmico < alcance ajustado)

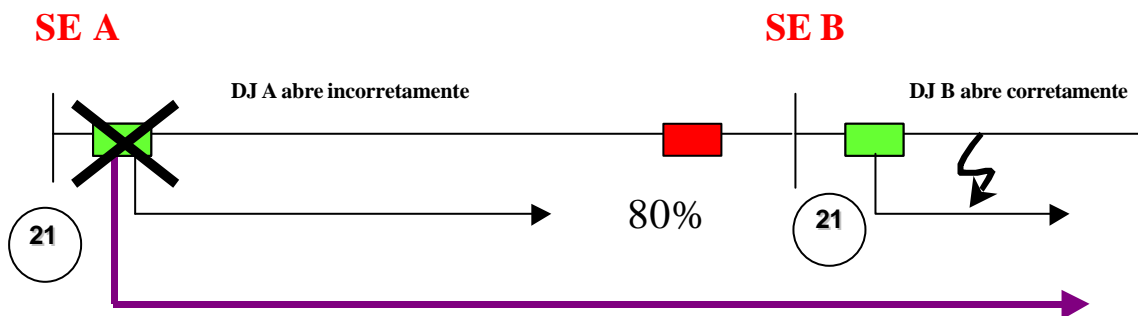


FIGURA 1.3: Falha do relé por sobre-alcance (alcance ôhmico > alcance ajustado)

- Operação desnecessária na ausência de uma demanda operacional, também conhecida como “falha de segurança” (trip ou falha acidental);
- Falha oculta – relé está em operação em estado de repouso, mas se encontra indisponível para o sistema, devido a uma falha interna.

1.7 METODOLOGIA DA PESQUISA

A aplicação de modelos de confiabilidade é o ponto de partida para o alcance do objetivo principal desta dissertação, objetivo este que busca o desenvolvimento destes modelos para a determinação da periodicidade ótima entre as manutenções preventivas dos relés de proteção. Cabe salientar também que, para a determinação desta periodicidade, seguiram-se alguns passos importantes que serão detalhados a seguir:

1º Passo: Execução de uma pesquisa bibliográfica sobre confiabilidade, enfocando métodos que pudessem servir de base à proposição de um modelo de análise de confiabilidade.

2º Passo: Estudo de campo e análises de dados, sendo que a variável de interesse principal é a determinação das taxas de falha para os seguintes relés:

Relés Eletromecânicos, visando:

- identificar os relés de proteção que possuem registros de dados históricos de falhas;
- submeter este banco de dados a uma análise quantitativa;
- determinar as taxas de falha (desajuste) relativas a estes modelos de relés (neste trabalho, analisaram-se os modelos de relés de distância de fabricação da General Electric e Westinghouse).

Relés Estáticos, visando:

- determinar a variável de interesse (taxas de falha) utilizando critérios subjetivos, ou seja, baseando-se na experiência de engenheiros e técnicos da Área de Engenharia de Manutenção de Proteção da empresa (neste trabalho, analisou-se um modelo de relé de distância estático da SIEMENS). Poderia-se ter sido determinada esta taxa considerando uma análise dos registros de dados históricos, mas simplificadamente utilizou-se critérios subjetivos.

Relés Digitais, visando:

- determinar a variável de interesse (taxas de falha), a partir do intervalo médio entre as falhas dos relés de proteção (MTBF). Este dado é retirado dos Catálogos dos

Fabricantes dos relés de proteção (neste trabalho, analisou-se o modelo de relé de distância digital da SCHWEITZER), uma vez que por se tratar de tecnologia recente na empresa, ainda não existe um banco de dados de falhas significativo para este relé.

3º Passo: Desenvolver os modelos de análise de confiabilidade dos dispositivos de proteção, possibilitando a aplicação destes modelos, para que sejam determinadas as periodicidades entre as manutenções preventivas dos modelos de relés a serem analisados, bem como, permitindo a utilização dos mesmos, para quaisquer tipos de relés de diferentes tecnologias.

4º Passo: Cálculo das figuras de mérito (ou índices de desempenho) dos agrupamentos dos relés de proteção⁷.

5º Passo: Cálculo das probabilidades de ocorrência de falhas múltiplas dos relés de proteção, ou seja, a falha do equipamento protegido (linha de transmissão) durante o período de indisponibilidade destes relés, ocasionada principalmente pela falha oculta⁸ destes equipamentos.

6º Passo: Outra maneira encontrada para identificar as taxas de falha destes relés de proteção (tecnologia eletromecânica, semi-estática, estática e digital), é através da probabilidade de falha múltipla⁹ (taxas de falha obtidas a partir das ocorrências notórias ocorridas no sistema de proteção).

7º Passo: Determinação do nível de risco aceitável pela empresa ou pelo estudo¹⁰.

8º Passo: Determinação da periodicidade entre as manutenções preventivas dos modelos de relés de proteção a serem analisados.

9º Passo: Análise dos modelos de confiabilidade e da periodicidade encontrada em todos os casos analisados (relés eletromecânicos, estático e digital).

⁷ A Seção 3.3 do Capítulo 3 enumera alguns índices de avaliação ou figuras de mérito estudadas nesta dissertação.

⁸ A falha oculta ocorre quando o relé de proteção se encontra em operação, em estado de repouso, mas indisponível para o sistema de proteção devido a uma falha interna.

⁹ A Seção 6.5.2 referente ao Capítulo 6, explica como se obtêm estas taxas de falha utilizando as equações de indisponibilidade desenvolvidas para os diferentes modelos de confiabilidade.

¹⁰ No Capítulo 6 – Seção 6.4, explica-se como se obtém este índice.

1.8 ESTRUTURA DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está dividida em 7 capítulos. O primeiro capítulo é dedicado exclusivamente à introdução deste trabalho, salientando alguns assuntos pertinentes ao tema, tais como: a reestruturação do setor elétrico brasileiro, o papel atual da manutenção e conceitos de sistemas e relés de proteção.

No Capítulo 2 é focado um panorama geral da Manutenção, destacando-se: conceitos, a evolução histórica, a importância, os métodos e os tipos de manutenção, além de focar as principais abordagens ou estratégias atuais utilizadas pelas empresas do setor elétrico.

No terceiro capítulo é traçado um panorama geral da confiabilidade destacando-se: conceitos, índices de avaliação e figuras de mérito, tipos de falhas analisadas neste trabalho, apresentação de técnicas e ferramentas de análise de confiabilidade para aplicação na manutenção de equipamentos.

O Capítulo 4 é dedicado à empresa ELETROSUL, onde os modelos de confiabilidade foram aplicados. No quinto capítulo é focado os resultados apresentados pelo estudo do defeito “fora de tolerância”, referente aos modelos de relés eletromecânicos da General Electric e Westinghouse, trabalho este realizado por SILVEIRA e LUZ (2000), profissionais pertencentes à equipe da Engenharia de Manutenção de Proteção da ELETROSUL. Este estudo servirá de base para que se possam fazer comparações, com as periodicidades entre inspeções encontradas para estes modelos de relés, após a aplicação dos modelos de confiabilidade desenvolvidos nesta dissertação.

O Capítulo 6 dedica-se exclusivamente à determinação da periodicidade entre as manutenções preventivas ou inspeções dos relés de proteção de diferentes tecnologias e fabricantes. Finalmente, as conclusões desta dissertação e recomendações para trabalhos futuros, estão contidas no Capítulo 7.

Capítulo 2

2 MANUTENÇÃO

2.1 INTRODUÇÃO

Nas últimas décadas, a manutenção evoluiu talvez mais do que qualquer outra disciplina de gerenciamento. Estas alterações devem-se a um grande aumento de diversidade, complexidade e número de itens físicos (construções, equipamentos e instalações) que têm de ser mantidos em todo o mundo, a maior complexidade dos projetos elétricos e a novos enfoques sobre a responsabilidade da manutenção e novas técnicas de manutenção. A manutenção reage a novas expectativas, incluindo: uma crescente conscientização de quanto uma falha de equipamento afeta a segurança e o meio ambiente; uma maior conscientização da relação entre manutenção e qualidade do produto e uma maior pressão para se atingir alta disponibilidade da instalação, ao mesmo tempo, que se contém os custos (MOBRAY, 1992).

Até bem pouco tempo o conceito predominante era de que a missão da manutenção era a de restabelecer as condições originais dos equipamentos ou sistemas. Hoje a manutenção moderna tem que garantir a disponibilidade da função dos equipamentos e instalações de modo a atender a um processo de produção e a preservação do meio ambiente, com confiabilidade, segurança e custos adequados. Na visão atual, a manutenção existe para que não haja manutenção. A atividade de manutenção precisa deixar de ser apenas eficiente para se tornar eficaz, ou seja, não basta apenas reparar o equipamento ou sistema tão rápido quanto possível e, sim, manter os mesmos em operação, evitando suas falhas. Este é o paradigma da manutenção (PINTO e XAVIER, 1998).

O conteúdo deste capítulo está dividido em 6 seções. Na Seção 2.2 são apresentados alguns conceitos referentes ao termo Manutenção. A Seção 2.3 se reporta a um breve resumo sobre a evolução histórica da manutenção. Já a Seção 2.4 é dedicada exclusivamente ao cenário atual da manutenção, bem como, à importância das áreas de manutenção das empresas. A Seção 2.5 apresenta alguns métodos de manutenção

desenvolvidos e publicados por alguns autores, onde foi verificado que não fora possível desenvolver uma política única a ser aplicada na totalidade dos equipamentos de sistemas de potência. Na Seção 2.6 destacam-se alguns tipos de manutenções efetuadas em equipamentos. Algumas estratégias metodológicas de manutenção, tais como: a RCM (Manutenção Centrada em Confiabilidade) e a TPM (Manutenção Produtiva Total), são apresentadas na Seção 2.7 deste capítulo. Finalmente a Seção 2.8 foi dedicada à conclusão deste capítulo, salientando a importância estratégica da manutenção dentro das empresas.

2.2 CONCEITOS DE MANUTENÇÃO

Antes da década de 50 o termo “Manutenção” significava “Conservação”, com o sentido de consertar equipamentos, para assegurar a continuidade da produção (MOTTA, 1999). Nos dias atuais, não existem muitas divergências quanto ao significado da palavra Manutenção. O Novo Dicionário Brasileiro da Língua Portuguesa (FERREIRA, 1994), define o termo como “medidas necessárias para a conservação ou a permanência de alguma situação”.

Outra definição comumente utilizada é “o ato ou efeito de manter” ou “todas as ações necessárias para que um item seja conservado ou restaurado de modo a poder permanecer de acordo com uma condição especificada” (TAVARES, 1999, p.39). Segundo a ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas (1994), Manutenção é a “combinação de todas as ações técnicas e administrativas, incluindo as de supervisão, destinadas a manter ou recolocar um item em estado no qual possa desempenhar uma função requerida” (NBR 5462, 1994).

MOBRAY (1998) afirma que do ponto de vista técnico, existem dois pontos a se considerar no gerenciamento de qualquer item físico, o qual tem que sofrer manutenção e, de vez em quando, também precisa ser modificado. Alguns dicionários definem “manter” como fazer, continuar ou fazer permanecer no estado atual. Isso sugere que manutenção significa preservação de algo. Por outro lado eles concordam que modificar algo significa alterá-lo de alguma forma. Quando decide-se manter algo, o que estão querendo fazer continuar? Qual é o estado atual que se deseja preservar? As respostas a essas perguntas

podem encontrar-se no fato de que todo item físico é colocado em serviço para cumprir uma função específica. Portanto, conclui-se que, quando mantém-se um item, o estado que deseja-se preservar tem que ser aquele que continua a cumprir suas funções desejadas.

COSTA (1995) define a manutenção de equipamentos elétricos como uma “combinação de ações conduzidas para reparar, substituir, revisar ou modificar equipamentos elétricos ou seus componentes, de modo que estes operem dentro de uma disponibilidade especificada, em um intervalo de tempo especificado”.

Nos últimos anos, o conceito de manutenção evoluiu rapidamente, pois outrora, a manutenção era restrita às atividades de reparo; atualmente, possui uma abrangência maior, incorporando também a noção de responsabilidade pela integridade e segurança das pessoas (XENOS, 1998).

2.3 EVOLUÇÃO HISTÓRICA DA MANUTENÇÃO

O primeiro sistema de manutenção utilizado pelo homem foi a “Manutenção Corretiva” ou “Acidental”. Quando se quebrou o primeiro cabo de machado do homem pré-histórico, ele preparou outro cabo para restaurar a função do seu equipamento. A Manutenção Corretiva, baseada no “quebra-conserta” é, espantosamente, ainda uma das formas de manutenção mais utilizadas. Com o incremento da revolução industrial, houve uma necessidade de planejar os serviços de manutenção. A filosofia da “Prevenção”, se propagou principalmente nas plantas de produções contínuas em que paradas de equipamentos significam perdas de produção. As revisões sistemáticas baseadas em tempo tornaram-se uma das bases da manutenção.

A partir desta filosofia, muitos progressos aconteceriam. Por outro lado, também começaram a aparecer outros problemas. Os custos das revisões sistemáticas eram altos. Desmontava-se a máquina inteira, e aproveitando-se a sua parada, por precaução, substituíam-se peças ainda boas, por outras que apresentavam em muitos casos taxas de falha maiores, com alto índice de “mortalidade infantil”. Problemas de ajustes, montagens e qualidade de material empregado começaram a emergir. A máquina sofria manutenção, e em muitos casos, ela voltava pior após a revisão.

TAVARES (1999) salienta que a história da manutenção acompanha o desenvolvimento técnico-industrial da humanidade. No final do século XIX, com a mecanização das indústrias, surgiu-se a necessidade dos primeiros reparos. Até 1994, a manutenção era executada conjuntamente com a operação, ao mesmo tempo que desempenhava um papel secundário. Com o advento da 1ª Guerra Mundial e a implementação da produção em série, as fábricas passaram a estabelecer programas mínimos de produção e, conseqüentemente, sentiram necessidade de criar equipes que pudessem efetuar reparos de máquinas operatrizes no menor tempo possível. Surgiu-se assim, um órgão subordinado à operação, cujo objetivo básico era de execução da manutenção conhecida como Corretiva. Manteve-se essa situação até a década de 30, quando em função da 2ª Guerra Mundial e da necessidade de aumento da rapidez de produção, a alta administração industrial passou a se preocupar não só em corrigir falhas, mas a evitar que elas ocorressem. Sendo assim, o pessoal técnico de manutenção passou a desenvolver o processo de Prevenção de avarias que, juntamente com a correção, completavam o quadro geral da manutenção, formando uma estrutura tão importante quanto à de operação.

2.4 O CENÁRIO ATUAL DA MANUTENÇÃO E A IMPORTÂNCIA DAS ÁREAS DE MANUTENÇÃO DAS EMPRESAS

O cenário atual do setor elétrico tem sido tema de diversos artigos da literatura especializada e as opiniões de diversos especialistas deste segmento, colocadas sob os vários pontos de vistas e associados aos fatos ocorridos ultimamente nas instalações do sistema elétrico, retratam com bastante clareza e equilíbrio, a situação em que se encontra o setor elétrico brasileiro.

Dentro deste contexto, as áreas de manutenção das empresas assumem um papel estratégico no sentido de minimizar os efeitos causados por esse cenário. Porém, a realidade das áreas de manutenção das empresas não condiz com as suas necessidades para enfrentar o grande desafio que se apresenta, isto é, continuar a garantir a qualidade da energia elétrica, através da confiabilidade e disponibilidade dos equipamentos, a um menor custo possível, dentro de cenário tão adverso.

Para muitos especialistas os recentes “apagões” e colapsos no abastecimento de energia elétrica, mais do que fatos isolados, revelam o caos em que se encontra o setor elétrico brasileiro. Outros, mais ponderados, admitem que a situação requer providências urgentes, mas não crêem no agravamento generalizado das dificuldades de abastecimento, com racionamentos e “apagões” contínuos.

Todos, no entanto, concordam que esta situação é consequência dos seguintes fatores:

- Demanda crescente e dificuldades econômicas;
- Escassez de novos projetos;
- Envelhecimento de equipamentos;
- Capital privado e a competitividade do mercado;
- Complexidade da nova tecnologia;
- Aposentadoria de especialistas;
- Pouca formação de mão de obra;
- Primazia do financeiro sobre o técnico.

2.5 MÉTODOS DE MANUTENÇÃO

Diversos métodos de manutenção têm sido desenvolvidos e publicados, mas o que se tem verificado é que ainda não foi possível desenvolver uma política única a ser aplicada na totalidade dos equipamentos de sistemas de potência. Algumas políticas de manutenção priorizam o enfoque econômico (custo), outras priorizam a disponibilidade, ou seja, a probabilidade de um equipamento estar disponível para operação durante um determinado intervalo de tempo.

As políticas de manutenção sejam em situação emergencial ou numa situação programada, utilizam um desses três procedimentos (COSTA, 1995):

- a) substituição – realiza-se a troca completa do equipamento ou de seus componentes¹.

¹ Após a substituição o equipamento retorna à operação “tão bom quanto um novo” (*as good as new*), melhorando os índices de confiabilidade.

- b) reparo mínimo – inspeciona-se o equipamento e se reparam ou se trocam apenas os componentes falhados ou com defeito, garantindo a operação do equipamento por mais um tempo².
- c) reforma – executa-se a troca de componentes e fazem-se reparos, melhorando os índices de confiabilidade, embora não obtendo tão bons resultados como na substituição.

A principal dificuldade relativa aos métodos de manutenção encontra-se em determinar quais itens devem ser inspecionados e qual a frequência de inspeções dos equipamentos. Um dos grandes desafios para engenheiros e pesquisadores é elaborar um modelo matemático fiel, que represente o funcionamento dos equipamentos elétricos e os procedimentos de manutenção. As políticas de manutenção atuais estão distantes das pesquisas, pois as mesmas utilizam o “bom senso”, enquanto a pesquisa assume muitas vezes modelos matemáticos simplificados.

Dentre os diversos trabalhos publicados por NAKAGAWA (1979), deve-se ressaltar um sobre política de manutenções preventivas na qual um equipamento é restaurado instantaneamente através de um reparo mínimo, no caso de uma falha. Esta política foi denominada Manutenção Preventiva Imperfeita, tendo em vista que, após a restauração, a unidade permanecera na mesma curva de taxas de falha que tinha antes da falha. Este modelo apresenta o tempo de vida inalterado, sendo que após o reparo mínimo, o equipamento é considerado “tão ruim quanto velho” (*as bad as old*).

EBRAHIMI (1993) apresentou um trabalho de análise de custos em manutenção de equipamentos. Este trabalho procurou incorporar custos em modelos de manutenção que utilizavam o conceito IFRA – *Increasing failure rate* (taxa de falha crescente média). No caso da falha dois programas de substituição podiam ser aplicados: trocar o equipamento ou trocar apenas o componente falhado (reparar o equipamento). Segundo EBRAHIMI, alguns fatores devem ser analisados para efetivar a escolha correta:

- Tempo de vida de um novo equipamento;
- Tempo de vida restante do velho equipamento;

² Após o reparo mínimo o equipamento é retornado para a operação, no estado que ele se encontrava antes da ocorrência da falha (*as bad as old*). A confiabilidade do sistema é essencialmente a mesma antes da

- Custo de um novo equipamento;
- Custo do reparo do equipamento no instante da falha.

Em 1975, PROCTOR e WANG apresentaram um estudo sobre o processo de deterioração dos equipamentos elétricos, baseados em processos de Markov. Este trabalho considera que o envelhecimento de um equipamento ocorre lentamente, em estágios nos quais o mesmo vai se deteriorando e conseqüentemente, alterando suas características e sua confiabilidade, até alcançar o estado de falha ocasionada pelo desgaste total. SIM e ENDRENYI (1988) desenvolveram o modelo anterior, apresentando outros estados dos equipamentos, tais como: estados de falha aleatória e, em manutenção. Após executada a manutenção preventiva, o equipamento retorna a um estado de deterioração menor ao que se encontrava antes da manutenção. Foi desenvolvido um algoritmo para determinar a periodicidade ótima entre as manutenções preventivas, através da minimização da indisponibilidade do equipamento, devido às falhas e a ação da manutenção.

KIM e LEE, em 1992 apresentaram um trabalho para calcular o MTBF (tempo médio entre falhas) durante um dado intervalo de tempo, para um sistema operando a dois estados. Utilizou-se um algoritmo de simulação Monte Carlo, para o cálculo do MTBF.

Alguns modelos existentes de otimização de intervalos de inspeções de disponibilidade de proteção foram desenvolvidos, destacando-se entre eles um modelo baseado em probabilidade de ocorrência de falha múltipla (MOBRAY, 1992), isto é:

$$\text{Probabilidade de Falha Múltipla} = \text{Indisponibilidade do dispositivo de proteção} \times \text{Probabilidade de Falha da Função Protegida}$$

Esta probabilidade é definida pela empresa em função do risco que a mesma está disposta a assumir³. A probabilidade de falha da função protegida pode ser calculada, logo,

ocorrência da falha ou da manutenção preventiva.

³ No desenvolvimento desta dissertação, que será vista a posteriori, utilizou-se a probabilidade de falha múltipla, para o cálculo da periodicidade entre as manutenções preventivas dos relés de proteção. Calculou-se a indisponibilidade dos relés, em função das taxas de falha e, após a determinação das mesmas, utilizando-se as equações dos modelos de confiabilidade e a probabilidade de falha da função protegida (Linhas de Transmissão, Transformadores, etc.), determinaram-se as diversas probabilidades de falha múltipla, em função do tempo. Conhecendo-se estas probabilidades, finalmente determina-se a

restaria calcular a indisponibilidade do dispositivo de proteção. Este modelo demonstra que, quanto maior a frequência de inspeção, maior será a disponibilidade do dispositivo de proteção.

Em 1995, KECECIOGLU, desenvolveu um modelo para determinar o intervalo ótimo entre as inspeções, maximizando a disponibilidade dos equipamentos, susceptíveis a apresentarem falhas ocultas⁴.

2.6 TIPOS DE MANUTENÇÃO

PINTO e XAVIER (1998) salienta que atualmente são definidos seis tipos básicos de manutenção:

- Manutenção Corretiva não Planejada;
- Manutenção Corretiva Planejada;
- Manutenção Preventiva;
- Manutenção Preditiva;
- Manutenção Detectiva;
- Engenharia de Manutenção⁵.

A manutenção Preventiva é constituída de quatro métodos (SMITH, 1993):

- Manutenção Preventiva Baseada no Tempo (Programada);
- Manutenção Preventiva Baseada na Condição (Preditiva);
- Tarefa de Descoberta de Falhas (Detectiva);
- Funcionamento até a Falha.

periodicidade ótima entre as manutenções preventivas dos relés de proteção, em função do risco que a empresa está disposta a assumir (no nosso caso, o estudo assumiu um risco de 3% - ver Seção 6.4).

⁴ Este modelo serviu como base para o desenvolvimento de um dos modelos de confiabilidade desenvolvidos nesta dissertação.

⁵ A Engenharia de Manutenção é um conjunto de atividades organizadas realizadas com o objetivo básico de desenvolver e aperfeiçoar metodologias, estudos, técnicas de manutenção de equipamentos, sistemas e instalações, de forma a manter as suas características construtivas, bem como otimizar os custos

Buscando uma homogeneização entre os autores, apresentam-se a seguir os seguintes tipos de manutenção.

2.6.1 MANUTENÇÃO PREVENTIVA

De acordo com SMITH (1993, p.10), a Manutenção Preventiva “é o desempenho de tarefas de inspeção ou execução que foram pré-planejados para serem realizadas em pontos específicos no tempo, para reter as capacidades funcionais de equipamentos ou sistemas em operação”.

XAVIER (1998) define Manutenção Preventiva como “a atuação realizada para prevenir ou evitar falhas ou queda no desempenho, obedecendo-se um planejamento baseado em intervalos definidos de tempo”. Já TAVARES (1999) define a Manutenção Preventiva como “todos os serviços de inspeções sistemáticas, ajustes, conservação e eliminação dos defeitos, visando evitar falhas”.

A Manutenção Preventiva “é um conjunto de ações preventivas baseadas no tempo – ou de acordo com critérios pré-estabelecidos – e ações preventivas baseadas na condição – com o objetivo de reduzir ou eliminar a incidência de falhas ou a degradação das funções de um equipamento” (XENOS, 1998, p.35).

2.6.1.1 MANUTENÇÃO PREVENTIVA BASEADA NO TEMPO OU MANUTENÇÃO PROGRAMADA

A Manutenção Preventiva Baseada no Tempo são serviços preventivos pré-estabelecidos, através de programação definida (preventiva sistemática, lubrificação⁶, inspeção ou rotinas), por unidades calendário (dias ou semanas) ou unidades não calendário (horas de funcionamento, quilômetros rodados, etc.) (TAVARES, 1999 p.39).

envolvidos na sua manutenção. a Engenharia de Manutenção é o conjunto de atividades que permite que a confiabilidade seja aumentada e a disponibilidade garantida (XAVIER, 1998).

⁶ Lubrificação é um conjunto de adições, trocas, complementações, exames e análises dos lubrificantes (TAVARES, 1999, p.41).

MOTTA (1999) afirma que a Manutenção Preventiva Baseada no Tempo consiste de três tipos de tarefas básicas que visam retardar ou impedir a ocorrência de falhas:

- a) inspeções periódicas – detectam sinais de degradação ou de condições anormais de equipamentos. As inspeções são serviços caracterizados pela alta frequência (baixa periodicidade) e curta duração, normalmente efetuada utilizando os sentidos humanos e sem acarretar indisponibilidade do equipamento (TAVARES, 1999).
- b) Reparos periódicos – serviços realizados em partes dos equipamentos que se desgastam com o tempo. O mesmo ocorre quando o equipamento atinge um limite de vida útil pré-estabelecido, independente de sua condição.
- c) Trocas periódicas.

A Manutenção Preventiva Baseada no Tempo é uma atividade que pode ser programada antecipadamente para que ocorra em intervalos de tempos pré-estabelecidos, embora não necessariamente iguais, sendo por isso também chamada de Manutenção Programada, subdividindo em Manutenção Periódica e Manutenção não Periódica. Na Manutenção Preventiva Periódica são executadas atividades de inspeção, controle, conservação e eventual restauração do equipamento, de acordo com programas de escopo e periodicidade pré-estabelecida, a partir da experiência operativa, por recomendações dos fabricantes ou referências externas. Na Manutenção Preventiva Aperiódica são executados estes mesmos serviços, mas sem uma periodicidade recomendada (TAVARES, 1999).

A grande maioria dos programas de manutenções preventivas existentes desperdiça recursos, seja por desperdiçarem tarefas com uma frequência demasiada, seja por executarem tarefas desnecessárias, ou seja, por deixarem de executar tarefas importantes. Geralmente a periodicidade da manutenção preventiva é definida baseando-se apenas na experiência e no julgamento, sem utilizar uma estrutura lógica de análise. Muitas vezes obedecem cegamente as recomendações dos fabricantes, recomendações estas, sempre conservadoras em termo de periodicidade (SMITH, 1993).

2.6.1.2 MANUTENÇÃO PREVENTIVA BASEADA NA CONDIÇÃO OU MANUTENÇÃO PREDITIVA

A Manutenção Preventiva Baseada na Condição ou Técnicas Preditivas⁷, segundo MOTTA (1999), baseia-se no fato de que a maior parte das falhas desenvolve-se ao longo do tempo, não ocorrendo instantaneamente, e sim, emitindo algum sinal antes de acontecer, sinal este denominado de falha potencial⁸. Neste intervalo de tempo entre a falha potencial e o surgimento da falha é que podem ser realizadas ações de manutenção. MOBRAY (1992) denomina este período como tempo de retardo (*delay time*), sendo que este intervalo pode variar de micro segundos até anos, dependendo do equipamento.

TAVARES (1999, p.42) define a Manutenção Preditiva como: “serviços de acompanhamento de desgastes de uma ou mais peças ou componentes de equipamentos prioritários, através da análise de sintomas, ou estimativa feita por avaliação estatística, visando extrapolar o comportamento dessas peças ou equipamentos e determinar o ponto exato da troca ou reparo”.

SMITH (1993, p.6) conceitua a Manutenção Preditiva como “um processo onde algum parâmetro é medido de uma forma não intrusiva, verificando-se a sua tendência ao longo do tempo, desde que tal parâmetro possua uma relação direta, pelo menos, com algum aspecto específico da saúde do equipamento”. Cabe salientar que a Manutenção Preditiva permite um aproveitamento melhor do período de vida útil dos equipamentos, tendo em vista que, as ações corretivas são realizadas mais próximo possíveis da ocorrência da falha funcional. A Manutenção Preventiva Baseada no Tempo difere-se da Manutenção Preditiva, pois a mesma é realizada independentemente das condições de deterioração dos componentes e peças.

⁷ As Técnicas Preditivas são atividades de inspeção, ensaio e controle de desempenho de equipamentos, sistemas e instalações, executadas de acordo com programas de escopo pré-estabelecidos e periodicidade recomendada, tendo como objetivo determinar a condição ótima para a realização das atividades de Manutenção Preventiva Aperiódica.

⁸ Uma falha potencial é definida como “ condições físicas identificáveis que indicam que uma falha funcional está prestes a ocorrer ou em processo de ocorrência”.

2.6.1.3 TAREFAS DE DESCOBERTAS DE FALHAS OU MANUTENÇÃO DETECTIVA

Em seu trabalho MOTTA (1999) salienta que existem vários tipos de equipamentos em que a falha não pode ser percebida pela operação e manutenção, denominando falha oculta. Um dos dispositivos susceptíveis a apresentarem este tipo de falha são os dispositivos de proteção. Por exemplo, em um relé de proteção, só poderá ser percebida a falha oculta de duas maneiras: com a ocorrência da falha múltipla⁹ ou através de inspeções ou manutenções preventivas para verificar o correto funcionamento, consistindo em uma tarefa de descoberta de falhas.

XAVIER (1998) define a Manutenção Detectiva como a “atuação efetuada em dispositivos de proteção ou controle, buscando detectar falhas ocultas ou não perceptíveis ao pessoal de operação e manutenção”.

2.6.2 MANUTENÇÃO CORRETIVA OU MANUTENÇÃO FORÇADA

COSTA (1995) afirma que a Manutenção Corretiva é responsável pela restauração de um equipamento fora de serviço, quando ocasionado pela falha. Devido à imprevisibilidade da falha do equipamento ou parte do sistema e devido à urgência do restabelecimento do funcionamento do sistema nestas ocasiões, a mesma também é conhecida como Manutenção Forçada. Durante a Manutenção Corretiva são executados serviços de reparos, com o objetivo de restabelecer as características construtivas e o desempenho operacional dos equipamentos, sistema ou instalações que apresentaram falhas ou anormalidades de comportamento.

SMITH (1993, p. 10) define a Manutenção Corretiva como: “execução de tarefas de manutenção não planejadas, isto é, inesperadas para restaurar as capacidades funcionais dos equipamentos ou sistemas falhados ou com mau funcionamento”.

⁹ Nas seções 2.5 e 6.7 desta dissertação, descreve-se o conceito de probabilidade de falha múltipla, aplicáveis a dispositivos de proteção.

A Manutenção Corretiva é classificada em duas classes (XAVIER, 1998):

1. Manutenção Corretiva não Planejada – é a correção da falha de maneira aleatória. Este tipo de manutenção implica em altos custos, pois causa perdas de produção, implicando numa extensão de danos maior.
2. Manutenção Corretiva Planejada – é a correção que se faz em função de um acompanhamento preliminar detectivo, ou até pela decisão gerencial de se operar até a falha. Por ser planejada é mais barata, segura e confiável.

2.6.3 MANUTENÇÃO AUTÔNOMA

A Manutenção Autônoma é “uma estratégia simples e prática para envolver os operadores nas atividades de manutenção, principalmente na limpeza, lubrificação e inspeções visuais, tendo como base à prática do Método 5S”. Após o desenvolvimento da TPM (Manutenção Produtiva Total)¹⁰, verifica-se a necessidade de incorporar três atributos: ordenamento; asseio e disciplina, proporcionando uma melhora de suas atividades e do ambiente de modo geral, através da limpeza e da organização. (TAVARES, 1999, p. 155).

A melhora da produtividade seria alcançada quando estiverem sendo aplicados os significados de cinco palavras japonesas, que começam com a letra “S”:

- SEIRI – Organização (utilização, seleção);
- SEITON – Ordenamento (sistematização, arrumação);
- SEISO – Limpeza (inspeção, zelo);
- SEIKETSU – Asseio (padronização, saúde, aperfeiçoamento);
- SHITSUKE – Disciplina (autocontrole, educação).

Com o aumento da competitividade entre as empresas, algumas metas estão se apresentando cada vez mais desafiadoras, tais como, a qualidade dos produtos e volumes de produção, exigindo portanto, a utilização dos equipamentos com a disponibilidade

¹⁰ A TPM será detalhado na Seção 2.7.1 desta dissertação.

maximizada e os custos minimizados. MOTTA salienta também, a necessidade da cooperação entre os departamentos de produção e de manutenção, como uma estratégia básica para o aumento da competitividade de uma empresa, tendo em vista que a presença de conflitos influencia negativamente o desempenho dos equipamentos (MOTTA, 1999).

2.7 PRINCIPAIS ABORDAGENS ATUAIS

A partir da década de 70, surgiram algumas estratégias metodológicas de manutenção, sendo que a RCM (Manutenção Centrada em Confiabilidade) e a TPM (Manutenção Produtiva Total), foram as que mais se destacaram. Estas estratégias objetivam estabelecer uma estrutura de trabalho coerente e sistematizada, que permita a manutenção vencer os desafios que lhes foram impostos, pelo aumento da complexidade das plantas industriais e da competição em escala global (MOTTA, 1999).

2.7.1 TPM

2.7.1.1 SURGIMENTO DA TPM

Esta técnica foi desenvolvida por Seiichi Nakajima nas décadas de 50 e 60, a partir de estudos realizados sobre a manutenção preventiva americana e, implantada no Japão na década de 70, como uma necessidade de melhorar a qualidade de produtos e serviços.

Anteriormente à introdução da TPM no Japão, NAKAJIMA (1988), distingue três estágios de desenvolvimento:

- 1º estágio – antes de 1950 e caracterizado pelas manutenções corretivas e falhas.
- 2º estágio – na década 50 – surgimento da manutenção preventiva, objetivando diminuir a probabilidade da ocorrência de falhas.
- 3º estágio – na década de 60 – surgimento da manutenção produtiva, ressaltando a importância de se considerar a confiabilidade, a manutenção e o custo do ciclo de vida dos equipamentos na fase de projeto.

2.7.1.2 CONCEITOS DA TPM

A TPM tem como conceito básico “a reformulação e a melhoria da estrutura empresarial a partir da reestrutura e melhoria das pessoas e equipamentos”, envolvendo todos os níveis hierárquicos e a mudança de postura organizacional, sendo portanto, uma técnica que promove um trabalho conjunto entre o Homem, a Máquina e a Empresa e que objetiva vencer o desafio da produtividade e qualidade (TAVARES, 1999, p.146).

MOTTA (1999) define TPM como um “sistema de manutenção de equipamentos envolvendo os trabalhadores de várias áreas da empresa, principalmente Engenharia, Manutenção e Operação, sendo adequado à crescente sofisticação dos equipamentos dos sistemas produtivos, e que objetiva alcançar zero falhas e zero defeitos”.

2.7.1.3 OBJETIVOS DA TPM

NAKAJIMA (1991) define alguns objetivos da TPM abaixo:

- a) Constituir uma estrutura empresarial que busque a maximização da efetividade global dos equipamentos;
- b) Melhorar a qualidade dos equipamentos, através da maximização de sua eficiência e de seu ciclo de vida, estabelecendo um sistema de manutenção para todo o período de vida do equipamento;
- c) A implementação conjunta pelos Departamentos de Engenharia, Operação e Manutenção, estendendo-se aos de vendas e administração (incluindo terceiros);
- d) Contar com a participação de todos os empregados: do topo (diretores) à base (operários de primeira linha);
- e) Obter a perda zero por meio de atividades de pequenos grupos¹¹ (trabalhos em equipe);

¹¹ Os pequenos grupos podem ser divididos em duas categorias: os originários dos grupos de CCQ (voluntários, informais e independentes de estruturas organizacional e organizados para a capacitação dos trabalhadores para solucionar problemas e aprendizado de técnicas de controle de qualidade), integrados aos programas de TQC (*Total Quality Control*) e os grupos originários do movimento ZD (*Zero Defects* – grupos formais, conduzidos dentro da estrutura organizacional, objetivando eliminar defeitos e atingir metas consistentes com as metas das empresas) (NAKAJIMA, 1988).

- f) Constituir, no próprio local de trabalho, mecanismo para prevenir as diversas perdas, obtendo “zero acidente”, “zero defeitos” e “zero falhas”, objetivando diminuir o custo do ciclo de vida do sistema de produção;
- g) Melhorar os resultados alcançados pela empresa (vendas, imagem, atendimento ao cliente, etc.);
- h) Melhorar a qualidade do pessoal (operadores, mantenedores e engenheiros).

Segundo XAVIER (1998), os operadores serão responsáveis pela execução de tarefas de manutenção (lubrificação, regulares, engaxetamento e reaperto); os mantenedores podem se dedicar a tarefas mais complexas e atividades de análise e melhoria da planta e, finalmente os engenheiros serão responsáveis pelo planejamento, projeto e desenvolvimento dos equipamentos que “não exijam manutenção”.

2.7.1.4 PILARES DA TPM

A TPM se baseia em oito pilares (SALIBA, 1999):

- a) Manutenção Preventiva, buscando estabelecer:
 - Tipos de manutenção;
 - Planejamento da manutenção;
 - Estabelecimento de critérios de planejamento da manutenção;
 - Criação e utilização de registros de manutenção;
 - Controle de sobressalentes;
 - Controle do orçamento de manutenção e de redução de custos.
- b) Melhorias individuais dos equipamentos, buscando estabelecer:
 - Condições ótimas operativas dos equipamentos;
 - Melhoria da eficácia, através da redução das seis grandes perdas. Segundo NAKAJIMA (1988), a efetividade global dos equipamentos é conseguida pela eliminação destas perdas: paradas por falhas; tempo excessivos para ajustes dos equipamentos; pequenas paradas; funcionamento a velocidade reduzida; perdas na partida devido a falhas e pequenas paradas até que o processo se estabilize e finalmente defeitos de qualidade e retrabalhos.

- Eliminar as causas das perdas ocultas;
 - Evitar análises superficiais dos problemas.
- c) Projetos (Prevenção da Manutenção – MP e custo do ciclo de vida – LCC), buscando estabelecer:
- Avaliação da conveniência de adquirir máquinas mais caras, porém de melhor confiabilidade, manutenibilidade¹², operacionalidade e economia.
- d) Educação e Capacitação (Treinamento), procurando planejar a capacitação dos operadores, mantenedores e engenheiros de produção (operação e manutenção).
- e) Manutenção da qualidade, estabelecendo:
- Avaliação da interferência da condição operativa do equipamento na qualidade do produto ou serviço oferecido pela empresa;
 - Definição de parâmetros indicadores dessa interferência;
 - Acompanhamento dos parâmetros, através de gráficos, e estabelecimento de metas baseadas na necessidade do cliente.
- f) Controle administrativo, implementando:
- O 5S nas áreas administrativas;
 - O quadro de “Gestão Visual dos estoques”;
 - As técnicas de otimização de reuniões.
- g) Meio ambiente, segurança e higiene, buscando estabelecer:
- tratamento prevencionista do acidente;
 - aplicação do polígrafo de produtividade, com o propósito de avaliar a condição preventiva do acidente;
 - aplicação do custo direto e indireto dos acidentes;
 - estabelecimento de ações para obter a meta zero de acidentes.

¹² Manutenibilidade ou Manuttabilidade é a facilidade de um item, em ser mantido ou relocado em condições de executar suas funções requeridas (TAVARES, 1999, p. 40). Outro conceito utilizado é “a característica inerente ao projeto ou instalação, que determina a facilidade, a economia, a segurança e a

h) Manutenção autônoma, estabelecendo;

- desenvolvimento da consciência: “de minha máquina cuido eu”;
- mudança das características inadequadas do local de trabalho.

2.7.2 RCM

2.7.2.1 SURGIMENTO DA RCM

No final da década de 60, com o propósito de viabilizar a certificação do Boeing 747 pela Federal Aviation Agency – FAA, foi reavaliada a antiga estratégia de manutenção preventiva, baseando-se no conceito da “curva da banheira”¹³, e que implicaria em altos custos para a operação comercial da nova geração de aeronaves (MOTTA, 1999).

NOWLAN e HEAP (1978) em seu trabalho salientam que após um estudo realizado conjuntamente pela FAA e pela indústria de aviação americana, concluiu-se que apenas 6% dos componentes apresentavam uma região de desgaste na curva de taxas de falha em função do tempo e, surpreendentemente 89% destes componentes não apresentavam padrão de desgaste ao envelhecimento com o tempo. Após este estudo surgiu o primeiro programa de manutenção programada baseada em princípios de Manutenção Centrada em Confiabilidade (MSG-1)¹⁴. Para as aeronaves Lockheed1011 e Douglas DC10, desenvolveu-se um novo programa (MSG-2) e, da metodologia RCM surgiu o programa conhecido como MSG-3.

2.7.2.2 CONCEITOS DA RCM

confiabilidade com que as ações da manutenção podem ser executadas, de acordo com condições, procedimentos e critérios adequados e meios definidos”.

¹³ Na curva da banheira os componentes dos equipamentos possuem um tempo limite de uso, a partir do qual são necessários grandes reformas ou reparos para garantir a sua confiabilidade.

¹⁴ Este programa foi produzido pela *Maintenance Steering Group* e utilizado para a manutenção do Boeing 747.

MOBRAY (1992) e SMITH (1993) definem a RCM como “um processo usado para determinar os requisitos de manutenção de qualquer instalação física no seu contexto operacional”.

Para isto, analisa o seguinte (XAVIER, 1998):

- Funções e padrões de desempenho;
- De que forma ele falha;
- O que causa cada falha;
- O que ocorre quando acontece a falha;
- O que pode ser feito para prevenir a falha.

Resultados esperados:

- Otimização do programa de Manutenção Preventiva e Preditiva;
- Otimização do investimento feito nesses programas;
- Aumento da disponibilidade o que permite, aumento da produção.

2.7.2.3 OBJETIVOS DA RCM

Os quatros objetivos principais da RCM são (SMITH, 1993):

- Preservar as funções do sistema;
- Identificar modos de falhas que afetem estas funções (falhas funcionais);
- Determinar a importância das falhas funcionais analisando os modos de falhas;
- Selecionar tarefas aplicáveis e efetivar na prevenção de falhas funcionais.

Para implementar esses objetivos SMITH propõe sete passos:

- Coleta de informações e seleção do sistema;
- Definição das fronteiras do sistema;
- Elaboração do diagrama funcional e descrição do sistema;
- Definição das falhas funcionais e funções do sistema;
- Análise de modo, efeito e criticidade de falhas (FMEA)¹⁵;
- Análise de árvore lógica (LTA);

¹⁵ Esta técnica de confiabilidade está descrita no Capítulo 3 desta dissertação, Seção 3.4.1.

- Seleção de tarefas preventivas.

Seguindo estes passos, realiza-se a implementação da RCM e compreende-se melhor sua filosofia. A realização da RCM também desenvolve um maior espírito de equipe.

2.8 CONCLUSÕES

A Manutenção é uma atividade de importância estratégica nas empresas, pois ela deve garantir a disponibilidade dos equipamentos e instalações com confiabilidade, segurança e custos adequados. Entender cada tipo de manutenção e aplicar o mais adequado corretamente, é fator de otimização da atividade, dos lucros e da sobrevivência de uma empresa.

Na visão atual, a manutenção existe para que não haja manutenção. Isto é paradoxal à primeira vista, mas, numa visão mais aprofundada, vê-se que o trabalho de manutenção está sendo enobrecido onde, cada vez mais, o pessoal da área precisa estar qualificado e equipado para evitar falhas e não para corrigi-las.

Neste contexto, as áreas de manutenção das concessionárias de energia elétrica, passam a ter um lugar de destaque e com isso estão cada vez mais exigidas a responder os desafios que se apresentam, sendo que essas respostas passam indubitavelmente pela melhoria da relação custo/benefício das atividades de manutenção. Assim, os dois grandes desafios atuais das áreas de manutenção em ordem de prioridade são:

- 1) Garantir a qualidade de energia elétrica, através da confiabilidade e disponibilidade dos equipamentos;
- 2) Minimizar os custos de manutenção.

Serão considerados nesta dissertação os aspectos de confiabilidade, através da representação das taxas de falha e da indisponibilidade dos relés de proteção, buscando com isso, determinar a periodicidade ótima da manutenção preventiva destes equipamentos.

Capítulo 3

3 CONFIABILIDADE

3.1 INTRODUÇÃO

Existem várias definições de Confiabilidade, mas a mais utilizada é “a probabilidade de que um item realizará sem falhar a sua função requerida sobre determinadas condições ambientais e operacionais por um determinado período de tempo” (Seção 3.2 deste capítulo). Para que todos estes requisitos sejam atingidos, além de fatores exclusivamente técnicos que envolvem desde o projeto até a distribuição do produto, outros fatores organizacionais e externos, tais como, recursos, armazenagem, mercado, etc, também devem ser verificados.

Administrar para a confiabilidade e qualidade é uma forma de hoje se manter no mercado mundial. Para manufaturar um excelente produto com altíssima qualidade, às vezes exige muito mais dinheiro do que o cliente está disposto a pagar. Portanto, já que uma alta confiabilidade do produto a uma qualidade aceitável e a um custo razoável é difícil de alcançar, torna-se necessário que a gerência faça uma tomada de decisão entre prazo, custo, confiabilidade e qualidade. Estas decisões requerem o uso de informações exatas, cuidadosamente selecionadas e a implementação de ações corretivas a fim de obter o maior valor para o recurso gasto. Segundo PRESCOT (1995), a tarefa mais difícil que pode ser considerada na tomada de decisão, é prever as ameaças de inovações tecnológicas para os próximos anos. Isto está se tornando cada vez mais complexo, devido às rápidas mudanças que estão acontecendo na atualidade em termos de inovações e mudança de gostos dos clientes.

O campo da confiabilidade tem se desenvolvido sensivelmente dentro de alguns ramos tais como: software de confiabilidade, confiabilidade mecânica, confiabilidade humana, sistema de potência, engenharia de manutenção, etc (DHILLON, 1983). Hoje muitas indústrias, agências governamentais e empresas têm se especializado neste tema, aperfeiçoando engenheiros na área de confiabilidade, líderes de grupos e professores de confiabilidade.

Este capítulo está dividido em 5 seções. A Seção 3.2 apresenta o conceito probabilístico do termo Confiabilidade. Na Seção 3.3 são apresentados alguns índices de avaliação de desempenho de equipamentos, bem como as equações pertinentes a estes índices de desempenho. Na Seção 3.4 são destacadas algumas técnicas de análise de confiabilidade úteis à manutenção. Finalmente, a Seção 3.5 é dedicada exclusivamente à conclusão deste capítulo.

3.2 CONCEITOS DE CONFIABILIDADE

COSTA (1995) salienta que as empresas têm se empenhado em aumentar a confiabilidade de seus sistemas elétricos, com o propósito de atender às exigências do mercado de energia elétrica, sendo que este processo de melhoria engloba desde a geração de energia elétrica nas usinas até os pontos de distribuição de carga, onde a energia é entregue ao consumidor, procurando desta forma, garantir a continuidade do sistema e o funcionamento dos equipamentos e, conseqüentemente os índices de confiabilidade.

Companhias de eletricidade consideram o campo da confiabilidade tão importante quanto o fornecimento de energia elétrica. O'CONNOR (1995, p. 3) afirma que a confiabilidade constitui-se em um aspecto de incerteza de engenharia, relacionado a falhas¹ que podem ocorrer durante a vida de um item. Logo, a definição probabilística, segundo O'CONNOR, é que “Confiabilidade é a probabilidade de que um item irá desempenhar uma função requerida, sem faltas, sob condições de operação estabelecidas, por um período de tempo pré-determinado”.

3.3 ÍNDICES DE AVALIAÇÃO OU FIGURAS DE MÉRITO

Os índices de avaliação² de desempenho de equipamentos, sistemas ou instalações, são úteis na medida em que a análise da evolução dos seus valores obtidos permite a reavaliação de procedimentos de manutenção e da sistemática de aplicação de técnicas

¹ A falha segundo a BRITISH STANDARD (BS 4778), é definida como a terminação de capacidade de um item desempenhar uma função requerida.

² Estes índices de confiabilidade são denominados como “figuras de mérito” (FREITAS e COLOSIMO, 1997).

predictivas³, bem como da periodicidade de intervenção das equipes de manutenção preventiva.

A Figura 3.1 apresenta um ciclo de operação a dois estados de operação de um sistema e suas transições representadas cronologicamente em um gráfico de tempo. Os valores médios relativos aos tempos em operação (*up*) e reparo (*down*), podem ser utilizados para avaliar o desempenho médio do sistema. O ciclo de tempo T do sistema é igual à soma do tempo médio até a falha (MTTF) e do tempo médio de reparo (MTTR).

$$T = MTTF + MTTR \quad (3.1)$$

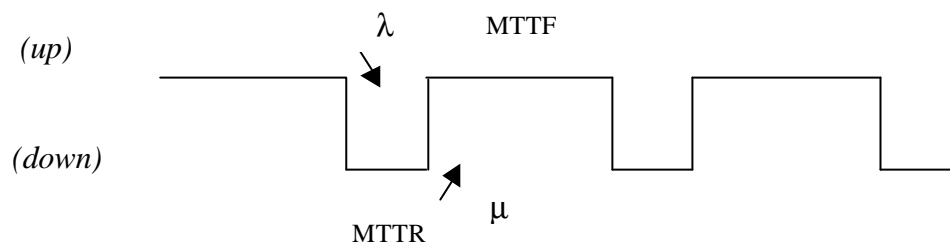


FIGURA 3.1: Ciclo de operação de uma unidade a dois estados

3.3.1 TAXA DE FALHA (I)

Um conceito comumente utilizado é que a taxa de falha é um estimador de confiabilidade, que expressa a incidência de falhas, ocorridas em um mesmo grupo de equipamentos ou de sistemas, durante determinado período de tempo (por exemplo, um ano). A taxa de falha⁴ depende do número de falhas ocorridas durante um período, enquanto o equipamento estava em operação e do número de componentes sujeitos ou expostos a falhas (BILLINTON e ALLAN, 1983).

- Para componentes idênticos:

$$I(t) = \frac{\text{número de falhas por unidade de tempo}}{\text{número de componente sujeitos à falha}} \quad (3.2)$$

³ A Seção 2.6.1.2 do Capítulo 2 desta dissertação é dedicada exclusivamente à Manutenção Preditiva ou Manutenção Preventiva Baseada na Condição.

⁴ A taxa de falha também pode ser referida como taxa de risco (*hazard rate*), taxa de transição, etc.

- Para um único componente:

$$I(t) = \frac{\text{número de falhas da unidade}}{\text{tempo em que a unidade está em operação}} \quad (3.3)$$

A BRITISH STANDARD (BS 4778) salienta que a taxa de falha para um período definido na vida de um item é “a proporção do número total de falhas de uma amostra observados durante um período de tempo estabelecido”.

$$I(t) = \frac{\text{número de falhas de um componente no período de tempo considerado}}{\text{período de tempo total em que o componente permanece em operação}} \quad (3.4)$$

MOTTA (2001) afirma que a taxa de falha de um item reparável expressa “a probabilidade de falha por unidade de tempo, quando mais de uma falha pode ocorrer durante a vida de um item”.

3.3.2 TEMPO MÉDIO ATÉ A FALHA (MTTF)

Corresponde ao tempo médio até a falha (*mean time to failure*), sendo que estes tempos de falha, são contados a partir do momento em que o componente começa a operar até o momento em que ocorre a falha. É utilizado para sistemas não reparáveis.

$$MTTF = \frac{1}{I} = \frac{1}{\text{taxa de falhas}} \quad (3.5)$$

3.3.3 TEMPO MÉDIO DE REPARO (MTTR) E TAXA DE REPARO (m)

MOTTA (1999) define o tempo médio para reparo (*mean time to repair*), corresponde ao tempo médio necessário para o reparo de um equipamento, sendo que este tempo inclui o tempo relativo às manutenções preventivas. Expressa também, o tempo técnico requerido para a execução de cada serviço de reparo em cada equipamento de um determinado grupo de equipamentos. MOTTA (2001) salienta também que o MTTR é “o tempo médio em horas, gasto para restabelecer a função exercida pelo equipamento no sistema, por meio de reparo ou de substituição do equipamento”.

$$MTTR = \frac{1}{m} = \frac{1}{\text{taxa de reparos}} \quad (3.6)$$

Observa-se que a taxa de reparo é uma taxa de transição com uma definição equivalente à taxa de falha, podendo ser interpretada como a velocidade média com que ocorrem os reparos.

3.3.4 TEMPO MÉDIO ENTRE FALHAS (MTBF)

Um conceito comumente utilizado é que o tempo médio entre falhas (*mean time between failures*) expressa o tempo requerido para que todos os equipamentos de um determinado grupo de equipamento que estejam sob observação, apresentem no mínimo uma falha. KIM (1989) salienta que o MTBF é freqüentemente utilizado para sistemas reparáveis⁵.

É citado por O'CONNOR (1995), que a BRITISH STANDARD (BS 4778) afirma que o MTBF corresponde ao valor médio entre falhas consecutivas em um dado período de vida de um equipamento. A equação abaixo mostra a equação referente ao tempo médio entre falhas.

$$MTBF = MTTF + MTTR \quad (3.7)$$

3.3.5 FUNÇÃO DE CONFIABILIDADE (R(t))

ANDERS (1990, p. 419) salienta que a função de confiabilidade (R(t)), é “a probabilidade de que o sistema não falhará antes do tempo t”. Considerando, a distribuição exponencial do tempo de falhas (λ =constante ao longo do tempo – Seção 3.4.4), a função de confiabilidade será:

$$R(t) = e^{-\lambda t} \quad (3.8)$$

⁵ Quando um componente de um sistema não reparável falha, usualmente o sistema falha, enquanto que, em um sistema reparável o componente pode sofrer múltiplas falhas (O'CONNOR, 1995, p. 6).

3.3.6 FUNÇÃO TAXA DE FALHA ($I(t)$)

A função taxa de falha equivale à taxa instantânea de falha em t , dado que o item estava funcionando até o tempo t (MOTTA, 1999).

$$I(t) = \frac{[R(t) - R(t + \Delta t)]}{\Delta t R(t)} \quad (3.9)$$

Se Δt é muito pequeno, $\lambda(t)$ representará a taxa instantânea no tempo, dado que não ocorreu antes nenhuma falha.

A função de confiabilidade e a função taxa de falha são relacionadas através da seguinte equação:

$$I(t) = \frac{f(t)}{R(t)} \quad (3.10)$$

onde $f(t)$ é a função densidade de probabilidade.

Em caso de taxa de falha invariante no tempo, $\lambda(t) = \lambda$.

3.3.7 DISPONIBILIDADE (A)

A BRITISH STANDARD (BS 4778), define a disponibilidade como “a capacidade de um item desempenhar sua função requerida para um instante de tempo definido ou para um período de tempo pré-estabelecido”. MOTTA (1999) afirma que existe um relacionamento entre confiabilidade e manutenibilidade⁶, onde ambos afetam a disponibilidade e afetam-se mutuamente. A equação 3.11 representa a equação de disponibilidade (A).

$$Disponibilidade = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR} \quad (3.11)$$

⁶ O conceito de Manutenibilidade foi descrito no Capítulo 2 – Seção 2.7.1.4 desta dissertação.

3.4 TÉCNICAS DE ANÁLISE DE CONFIABILIDADE

A análise de confiabilidade tem se mostrado uma ótima ferramenta no processo decisório, permitindo desta forma que as empresas alcancem um ótimo desempenho de seus sistemas elétricos (COELHO, GEHRKE e MICHELS, 1995). O uso de técnicas probabilísticas na manutenção de sistemas elétricos, vem sendo utilizado na substituição a critérios empíricos ou subjetivos. Segundo LI e HAIMES (1992), a utilização de técnicas de programação não-linear, têm sido amplamente utilizadas na alocação ótima de recursos, com o propósito de maximizar a confiabilidade de um sistema.

Para o aumento da confiabilidade de equipamentos instalados nas plantas industriais é imprescindível a utilização de técnicas de análise de falhas. Quando uma área de manutenção representada por seu pessoal ou em grupos multidisciplinares utiliza estas ferramentas, quase sempre identificam a causa do problema, sugerem uma ação de bloqueio e a solução dos problemas que impactam negativamente na confiabilidade dos equipamentos, sistemas ou instalações.

Dentre as técnicas de análise de falhas ou técnicas de análise de confiabilidade merecem destaque:

- FMEA – Análise dos modos e efeitos das falhas;
- FMECA – Análise da criticidade, modos e efeitos das falhas;
- FTA – Análise de árvore de falhas;
- Análise do tempo de falha;
- Modelo de Markov;
- Análise de confiabilidade através de diagramas de blocos.

3.4.1 FMEA

A FMEA (*failure mode and effect analysis*), ou seja, técnica de análise dos modos e efeitos de falhas, é uma ferramenta que objetiva fazer uma análise crítica dos processos e produtos, podendo ser empregada para a determinação de requisitos de manutenção de itens operacionais. Esta ferramenta subdivide-se em dois tipos: de processo e de produto,

sendo que através dela é possível fazer uma análise global das falhas de um sistema, prevendo suas consequências e ações para corrigi-las. MOTTA (1999) define a FMEA como “um método analítico utilizado para detectar e eliminar sistematicamente as falhas potenciais⁷ de um sistema”.

Dois critérios são utilizados para obter os seus índices:

- 1) Qualitativo – provem do conhecimento e da experiência a respeito do produto ou sistema.
- 2) Quantitativo – baseia-se em informações sobre os respectivos modos e probabilidades de falhas, relativas a cada componente. Esta técnica é denominada FMECA, ou seja Análise da criticidade, modos e efeitos de falhas.

3.4.2 FMECA

Esta técnica é provavelmente um dos métodos de análise de confiabilidade mais utilizada e eficaz. O princípio do FMECA – Análise da criticidade, modos e efeitos das falhas (*failure mode, effects and criticality analysis*), é considerar cada modo de falha de cada componente de um sistema, verificando o efeito de cada modo de falha na operação do sistema (O’CONNOR, 1995, p. 146).

3.4.3 FTA

O’CONNOR (1995, p. 152) define a análise de árvore de falhas ou FTA (*fault tree analysis*) é uma técnica gráfica que pode ser utilizada tanto na fase de projeto, bem como para itens em operação. Esta é uma técnica segura e confiável a qual parte da consideração que o efeito da falha principal do produto ou sistema, denomina-se evento de topo. Esta técnica utiliza uma abordagem *top-down* (de cima para baixo), partindo de um evento indesejado e avançando até as causas mais básicas, cujo bloqueio elimina o evento de topo.

⁷ O conceito de “falha potencial” está descrito na Seção 2.6.1.2 do Capítulo 2 desta dissertação.

O FTA é subdividido em cinco etapas (FREITAS e COLOSIMO, 1997):

- Determinação do evento de topo;
- Entendimento do sistema;
- Construção da árvore de falhas;
- Avaliação da árvore de falhas;
- Implementação de ações corretivas.

3.4.4 ANÁLISE DO TEMPO DE FALHA

MOTTA (1999) salienta que o objetivo principal da análise do tempo de falha é estimar figuras de mérito tais como: tempo médio entre falhas (MTBF), tempo médio de reparo (MTTR), função de confiabilidade ($R(t)$), etc⁸.

A seguir estão descritas algumas distribuições de probabilidade, utilizadas para a análise dos dados de confiabilidade (DHILLON, 1983).

a) Distribuição Exponencial:

É uma das distribuições amplamente mais utilizadas no campo da engenharia da confiabilidade, a qual é usualmente empregada para definir a falha de equipamentos elétricos com taxa de falha constante. A função densidade de probabilidade é dada por:

$$f(t) = \lambda e^{-\lambda t} \quad \text{para } \lambda > 0 \text{ e } t \geq 0 \quad (3.12)$$

onde: t é o tempo;

λ é a taxa de falha (considerada constante).

b) Distribuição Normal:

A função densidade de probabilidade é definida por:

$$f(t) = \frac{1}{\sigma \sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(t-\mu)^2}{2\sigma^2}} \quad \text{para } \sigma > 0 \text{ e } -\infty < t \leq \infty \quad (3.13)$$

⁸ A Seção 3.3 deste capítulo descreve algumas figuras de mérito utilizadas na área de confiabilidade.

onde: σ é o desvio padrão da função;

μ é a média da função;

t é o tempo.

Utilizada para estudos de variações de demanda de energia elétrica.

c) Distribuição Weibull:

É utilizada para representar vários tipos de fenômenos físicos, inclusive a curva da banheira (*bath tube*) que representa a evolução da taxa de falha no tempo (λ variável), podendo descrever os tempos de vida de componentes eletrônicos, capacitores e dielétricos. Sua função densidade de probabilidade é:

$$f(t) = \frac{b}{t-a} (t-a)^{b-1} e^{-\left\{(t-a)^{\frac{b}{\beta}}\right\}} \quad \text{para } t > \alpha \text{ e } \beta, \alpha > 0 \quad (3.14)$$

onde: α, β e b são os parâmetros de localização, escala e forma respectivamente;

t é o tempo.

d) Distribuição Log-Normal:

Esta distribuição é aplicada pela Engenharia de Manutenção para representar o tempo de reparo de sistemas falhados, podendo descrever os tempos de vida de componentes com mecanismos de falha por fadiga de materiais ou por processos que envolvem interações químicas. Sua função densidade de probabilidade é definida por:

$$f(t) = \frac{1}{(t-a)s\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{\{\log(t-a) - \mu\}^2}{2s^2}} \quad \text{para } t > \alpha > 0 \text{ e } \sigma > 0 \quad (3.15)$$

onde: α é uma constante;

μ é a média;

σ é o desvio padrão;

t é o tempo.

e) Distribuição Binomial:

A função densidade de probabilidade é definida pela equação 3.16:

$$f(x) = \frac{k!}{x!(k-x)!} p^x q^{k-x} \quad x=0, 1, 2, \dots, k \quad (3.16)$$

onde: k é o número de tentativas, sendo que todas as tentativas são independentes;

x é o número de falhas;

p é a probabilidade de sucesso (da ocorrência de um evento);

q é a probabilidade de falha (do evento não ocorrer).

Representa, adequadamente, os estados de operação de geradores e linhas de transmissão, determinando a probabilidade (p) de se ter um determinado número de componentes (k) em operação.

3.4.5 MODELO DE MARKOV

Uma técnica extremamente importante aplicada a sistemas reparáveis e não reparáveis são os processos de Markov, bastante utilizados em estudos de confiabilidade de sistemas elétricos para representar a operação de um ou mais equipamentos. Um processo Markoviano a parâmetros contínuos e a estados discretos é denominado “cadeia de Markov”.

Os processos estocásticos⁹ de Markov, denominam as diferentes condições ou possibilidades dos equipamentos como estados, sendo que, para cada estado associa-se uma probabilidade de que o equipamento esteja naquele estado. Segundo ANDERS (1990 p. 160), a probabilidade de transição de i no tempo t_m para j no tempo t_n é denotado por:

$$P_{ij}(m, n) = P(X_n = j \mid X_m = i) \quad n > m \quad (3.17)$$

A mudança de um estado para outro é feito através das taxas de transição de estado ($\lambda_0, \mu_0, \lambda_1, \mu_1$, etc.). Os estados com suas respectivas taxas de transição são representados

⁹ COSTA (1995) define um processo estocástico como “um fenômeno que varia dentro de uma determinada faixa, de uma maneira aleatória ao longo do tempo”.

em um diagrama de estados. Abaixo é apresentada a equação referente à taxa de transição de estados.

$$\text{Taxa de transição } i \rightarrow j = \frac{\text{número de vezes que uma transição ocorre de um estado } i \rightarrow j}{\text{tempo gasto no estado } i} \quad (3.18)$$

Para que as técnicas de Markov sejam aplicáveis, algumas condições devem ser satisfeitas (MOTTA, 1999):

- os estados futuros de um sistema são independentes de todos os estados passados, exceto aquele imediatamente precedente, sendo que após o reparo o mesmo retorna a condição de “tão bom quanto novo” (*as good as new*);
- o processo deve ser estacionário, às vezes denominado homogêneo. Isto significa que a taxa de transição de um estado para outro é a mesma em qualquer instante de tempo.

O’CONNOR (1995, p. 129) salienta que este modelo é utilizado para sistemas complexos da área de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica. Os componentes de um sistema de potência podem ser adequadamente representados por um modelo a dois estados (em operação ou fora de operação). A inclusão de estados intermediários de operação são também facilmente considerados através desta técnica, portanto, estes modelos podem ser utilizados para representar, por exemplo, o processo de deterioração de equipamentos, manutenções preventivas, falhas aleatórias, etc.

A Figura 3.2 ilustra o diagrama de Markov de transição a dois estados, com suas respectivas taxas de falha (λ) e de reparo (μ).

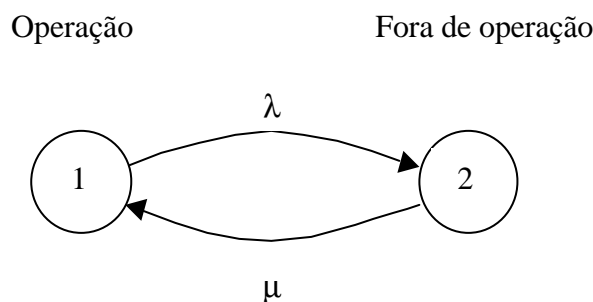


FIGURA 3.2: Modelo a dois estados – Diagrama de espaço a dois estados, onde λ é a taxa de falha e μ é a taxa de reparo

3.4.6 ANÁLISE DE CONFIABILIDADE ATRAVÉS DE DIAGRAMAS DE BLOCOS: CONFIABILIDADE ESTRUTURAL

Esta técnica é oriunda de dois modelos básicos, compostos por dois componentes independentes, cada qual com suas respectivas taxas de falha constantes (O'CONNOR, 1995, p. 117).

a) Sistema Série:

Em um sistema série a falha de um componente resultará na falha do sistema. A Figura 3.3 representa um sistema série, sendo λ_1 e λ_2 as taxas de falha dos dois componentes do sistema.

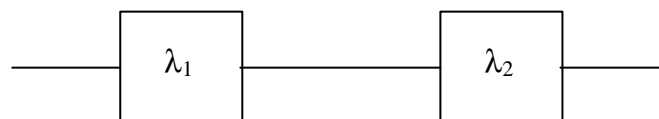


FIGURA 3.3: Representação de um sistema série

A confiabilidade do sistema é dada por:

$$R = \prod_{i=1}^n R_i \quad (3.19)$$

onde R_i é a confiabilidade de cada componente do sistema série, representada normalmente por p (sucesso) se as taxas de falha não variam ao longo do tempo.

b) Sistema Paralelo ou Redundante:

Em um sistema paralelo a falha de um componente não ocasionará a falha do sistema. Cabe salientar também, que a confiabilidade do sistema é igual à probabilidade do componente 1 ou do componente 2 sobreviverem. A Figura 3.4 ilustra o diagrama de blocos de um sistema paralelo a dois estados (O'CONNOR, 1995, p. 118).

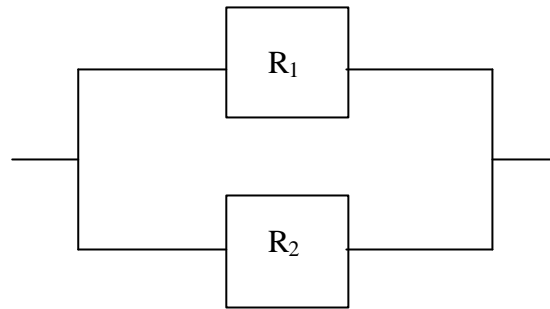


FIGURA 3.4: Representação de um sistema paralelo

A confiabilidade de um sistema paralelo será:

$$R = 1 - \prod_{i=1}^n (1 - R_i) \quad (3.20)$$

onde R_i é a confiabilidade de cada componente do sistema paralelo e, como consequência, $1 - R_i$ é a probabilidade de falhas (q), se as taxas de falha são constantes.

O'CONNOR também apresenta outras duas técnicas para análise de confiabilidade através de diagramas de blocos, sendo que: a primeira técnica utiliza conjunto de cortes (*cut sets*), apresentado para avaliar árvores de falhas de sistemas complexos e a segunda técnica utiliza a decomposição do diagrama de blocos, através de probabilidade condicional.

3.4.7 OUTRAS TÉCNICAS DE ANÁLISE DE CONFIABILIDADE

Abaixo são relacionadas outras técnicas de análise de confiabilidade que podem ser utilizadas pelas empresas do mercado de energia elétrica, objetivando o aumento da competitividade das mesmas dentro do mercado e, conseqüentemente permitindo um melhor desempenho de seus respectivos sistemas.

- Análise de tendência;
- Testes de vida acelerados;
- Processos de renovação.

3.5 CONCLUSÕES

O crescimento contínuo do mercado de energia elétrica exige investimentos na expansão e na melhoria dos padrões de qualidade e continuidade do fornecimento. Assim, os sistemas de transmissão e distribuição devem cumprir as necessidades desse mercado cada vez mais urgentemente. Uma falha de um determinado componente do sistema, poderá causar prejuízos tanto à concessionária, pela energia não faturada, como para o usuário, pela falta de energia elétrica a ser consumida.

Atualmente as empresas estão cada vez mais empenhadas em desenvolver novos critérios que permitam alcançar uma combinação ótima entre eficiência e eficácia e conseqüentemente, conseguir baixar os custos e aumentar a confiabilidade de seus componentes, sistemas ou instalações.

Foram apresentadas neste capítulo algumas técnicas estatísticas para análise de dados e para tomada de decisão, que podem ser amplamente utilizadas pelas empresas, tanto na esfera técnica como na esfera gerencial. Cabe salientar também, que o uso destas técnicas, atualmente, é bastante incipiente nas empresas do setor elétrico brasileiro. Estas ferramentas são bastante úteis, pois auxiliam o processo decisório das áreas de manutenção e conseqüentemente garantem a maximização da disponibilidade dos sistemas de geração, transmissão e distribuição com o mínimo de custos, realizando tarefas com o máximo de previsibilidade possível (MOTTA, 2001).

Foram utilizadas nesta dissertação algumas técnicas de confiabilidade tais como processos de Markov para o desenvolvimento dos modelos de confiabilidade e, confiabilidade estrutural para a determinação da periodicidade entre as manutenções preventivas de circuitos de proteção¹⁰, além de utilizar alguns conceitos básicos desenvolvidos neste capítulo.

¹⁰ Na Seção 7.2 do Capítulo 7 desta dissertação, no sub-ítem referente a sugestões para trabalhos futuros, utilizou-se esta técnica de confiabilidade.

Capítulo 4

4 A EMPRESA - ELETROSUL

4.1 INTRODUÇÃO

Este capítulo tem por objetivo descrever o perfil da ELETROSUL, ressaltando as suas atividades básicas, suas responsabilidades, área de abrangência, apresentação de índices de desempenho, além de relatar também, o processo de desverticalização que a empresa submeteu-se no ano de 1997 e os sistemas computacionais utilizados para o gerenciamento da manutenção, que foram de suma importância para a elaboração desta dissertação.

O capítulo está dividido em 7 seções. A Seção 4.2 apresenta uma visão global da empresa. Na Seção 4.3 é apresentado um histórico da ELETROSUL antes do processo de privatização a que a mesma foi submetida. A Seção 4.4 relata a cisão ocorrida na empresa em 1997. Alguns dados estatísticos, referentes ao crescimento da empresa são apresentados nas Seções 4.3 e 4.4. A Seção 4.5 apresenta algumas considerações sobre a manutenção da ELETROSUL. O Sistema de Proteção da empresa mostrando suas subestações e os níveis de tensão disponíveis, as quantidades e os comprimentos das linhas de transmissão por níveis de tensão e, as quantidades e o percentual de relés de proteção em operação por tecnologia empregada, estão descritos na Seção 4.6. A Seção 4.7 descreve os sistemas de informatização e gerenciamento da operação e manutenção, utilizadas para a elaboração desta dissertação e, finalmente, a Seção 4.8 apresenta as atividades do Setor de Engenharia de Manutenção da Proteção.

4.2 VISÃO GERAL DA EMPRESA

A ELETROSUL, hoje Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S.A., foi fundada em 23 de dezembro de 1968, sendo autorizada a funcionar pelo Decreto nº 64.395 de 23 de abril de 1969, conforme publicação do Diário Oficial da União nº 7 de 24 de abril de 1969, Seção I, parte I, folha 3494, e tendo sua sede instalada em Florianópolis, capital do Estado de Santa Catarina.

Em 1994, o Brasil vinha executando grandes mudanças na sua política econômica, abrindo-se sua economia e promovia-se reformas estruturais profundas, tendo como objetivo tornar o País competitivo no mercado internacional. O setor elétrico brasileiro, por sua vez, para acompanhar as transformações decorrentes do processo de globalização da economia mundial, caminhava na direção da reformulação do modelo setorial vigente, oportunidade em que percebia novos desafios e oportunidades, característicos de uma nova realidade.

O setor elétrico, reconhecidamente de extrema importância estratégica ao desenvolvimento do País, é uma das áreas que vem sofrendo as maiores transformações, uma vez que o antigo modelo, centrado num mercado monopolista, fortemente regulado e ocupado basicamente por empresas estatais, não conseguia atrair o capital necessário para financiar sua expansão e não atendia o pressupostos exigidos pela nova realidade econômica, que têm como fatores básicos a competitividade, preço e qualidade regulados pelo mercado. Tal ambiente competitivo, tem como ponto de partida o aumento do número de agentes da cadeia de produção¹, excetuando-se a transmissão de energia elétrica, que em princípio, seria uma atribuição de uma única empresa, a qual continuaria estatal.

Uma empresa, como a antiga ELETROSUL, que antes atuava nos segmentos de geração e transmissão, foi separada em duas empresas em 1997, uma de geração e outra de transmissão, após a cisão dos ativos e passivos relativos às atividades de produção de energia elétrica (GREGÓRIO, 2000).

4.3. A ELETROSUL ANTES DE SER PRIVATIZADA – CENTRAIS ELÉTRICAS DO SUL DO BRASIL S.A.

A antiga ELETROSUL, ou seja, Centrais Elétricas do Sul do Brasil S.A., era uma sociedade anônima, sediada em Florianópolis, subsidiária das Centrais Elétricas Brasileiras – ELETROBRÁS. A Empresa tinha como atividades básicas a produção e a transmissão de

¹ Segmentos da cadeia de produção são as funções de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia elétrica.

energia em alta e extra-alta tensão², além de ser responsável pela construção das instalações de produção e transmissão de energia elétrica, assegurando o suprimento de energia elétrica na área compreendida pelos estados do Rio Grande do Sul, Santa Catarina, Paraná e Mato Grosso do Sul, além de atender, com suas disponibilidades energéticas, as demandas do sistema interligado com as demais regiões do País, visando o desenvolvimento econômico, social e tecnológico, a nível regional e nacional, além de garantir a seus clientes o suprimento de energia elétrica com qualidade, confiabilidade, produtividade e preço compatível.

4.3.1 EVOLUÇÃO DA CAPACIDADE INSTALADA DO PARQUE GERADOR - PERÍODO: 1975 A 1997

No período compreendido entre 1975 a 1981 a capacidade instalada teve um incremento percentual na faixa de 169%, permanecendo constante no período subsequente 1982 a 1997, tendo em vista que não foram construídas nem usinas hidroelétricas, nem usinas termoelétricas durante este período (Quadro 4.1).

QUADRO 4.1: Capacidade instalada do parque gerador

(Dados retirados dos Relatórios Anuais da ELETROSUL).

CAPACIDADE INSTALADA DO PARQUE GERADOR	
ANO	CAPACIDADE (MW)
1975	958
1976	1.308
1977	1.308
1978	1.308
1979	1.433
1980	2.066
1981	2.574
1982 a 1997	3.222

² Uma linha de transmissão é considerada em alta tensão na faixa entre 69 e 345kV, e extra-alta tensão quando sua tensão é superior a 345kV (CAMARGO, 1984).

4.3.2 EVOLUÇÃO DA GERAÇÃO PRÓPRIA E DA DISPONIBILIDADE DO SISTEMA GERADOR - PERÍODO: 1975 A 1997

No período compreendido entre 1975 a 1997 a geração própria teve seu recorde alcançado no ano de 1997, justamente no ano em que ocorreu o processo de cisão da empresa. O Quadro 4.2 demonstra as evoluções ocorridas tanto da geração própria, bem como da disponibilidade total do sistema gerador.

QUADRO 4.2: Disponibilidade total do sistema gerador

(Dados retirados dos Relatórios Anuais da ELETROSUL).

DISPONIBILIDADE (GWh)		
ANO	GERAÇÃO PRÓPRIA	GERAÇÃO PRÓPRIA E RECEBIMENTOS
1975	2.209	2.713,6
1976	4.013,7	4.037,1
1977	5.875,6	6.321,6
1978	5.565,3	8.283
1979	5.813,9	8.181
1980	6.732,9	9.006,3
1981	8.505,4	8.927,2
1982	8.973	9.560,9
1983	9.941,1	10.250
1984	14.709,1	15.325,4
1985	12.071,4	15.851,5
1986	13.797,9	20.526,2
1987	14.561,5	22.799,7
1988	11.751	20.547
1989	14.665	24.683
1990	16.476	25.727
1991	10.987	21.246
1992	14.413	24.692
1993	14.534	26.267
1994	14.946	31.878
1995	15.708	35.632
1996	19.748	44.207
1997	19.815	41.902

4.3.3 EVOLUÇÃO DO CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA - PERÍODO: 1988 A 1997

O quadro abaixo mostra a evolução da energia suprida, pelas áreas de atuação e de outras regiões, mostrando também, a energia comercializada. Os recordes de energia suprida e comercializada foram obtidos no ano de 1996.

QUADRO 4.3: Consumo de Energia Elétrica

(Dados retirados dos Relatórios Anuais da ELETROSUL).

CONSUMO DE ENERGIA ELÉTRICA (GWh)		
ANO	ENERGIA SUPRIDA	ENERGIA COMERCIALIZADA
1988	19.077	20.547
1989	23.269	24.683
1990	24.393	25.727
1991	19.551	21.246
1992	23.211	24.692
1993	24.732	26.267
1994	30.294	31.878
1995	33.698	35.632
1996	42.234	44.207
1997	39.709	41.902

4.4 A ELETROSUL APÓS O PROCESSO DE PRIVATIZAÇÃO – EMPRESA TRANSMISSORA DE ENERGIA ELÉTRICA DO SUL DO BRASIL S.A.

O ano de 1997 foi um marco na história da ELETROSUL. Em decorrência da inclusão da empresa no Programa Nacional de Desestatização³, foi realizada a cisão⁴ dos ativos e passivos relativos às atividades de produção de energia elétrica, vertidas para a constituição de uma nova empresa, denominada Centrais Geradoras do Sul do Brasil S.A. – GERASUL⁵, cujos ativos representam cerca de 72% da ELETROSUL.

³ Através do Decreto nº 1677, de 18/10/95, a ELETROSUL juntamente com as demais empresas do sistema ELETROBRÁS, foi incluída no PND – Programa Nacional de Desestatização.

⁴ A ELETROBRÁS, dando prosseguimento à sua reestruturação societária e patrimonial, na condição de sócia majoritária determinou que se procedesse a cisão parcial da ELETROSUL, segregando as atividades de geração de energia elétrica, conforme Resolução nº 856/97 de 27/10/97.

⁵ Cumprindo integralmente os preceitos da Lei nº 6404, de 15/12/76, foi constituída, em 23/12/97, a GERASUL, ficando responsável pelos negócios de geração de energia elétrica.

A partir do último mês do ano de 1997 a ELETROSUL transformou-se numa empresa de transmissão⁶, com cerca de 30% de sua dimensão empresarial original. O atual momento é de adaptação à nova realidade, convivendo num contexto diferente, onde as novas regras de funcionamento do setor elétrico brasileiro procuram, de forma crescente, viabilizar a presença do capital privado nas atividades do setor. É uma empresa subsidiária da ELETROBRÁS, a qual detém 99,7% do seu capital social.

4.4.1 ATIVIDADES BÁSICAS

A ELETROSUL tem como atividades básicas realizar estudos, projetos de transmissão de energia elétrica, bem como serviços associados à referida transmissão, revestindo-se em caráter estratégico para os estados da Região Geoeletrica Sul, tendo em vista as diversas funções por elas exercidas, destacando-se:

- Integrar os mercados consumidores às fontes de geração de energia elétrica;
- Viabilizar a otimização da produção de energia nas bacias hidrográficas que interliga;
- Garantir o livre acesso de produtores e consumidores ao sistema de transmissão;
- Viabilizar a importação de energia elétrica dos demais países integrantes do Mercosul;
- Garantir a qualidade da energia nos pontos de suprimentos;
- Realização de estudos, projetos, construção, operação e manutenção do sistema de transmissão de energia elétrica.

4.4.2 MISSÃO DA EMPRESA

Responsável pela transmissão do Subsistema Sul, a ELETROSUL transporta a maior parcela da energia elétrica necessária ao atendimento do mercado da região sul somado ao Estado de Mato Grosso do Sul, sendo responsável também, pelos intercâmbios (fornecimentos e recebimentos) de energia com o subsistema Sudeste/Centro-Oeste, possibilitando a otimização energética do Sistema Interligado Sul/Sudeste, assim como, pela compra e pelo repasse da energia gerada pela usina Itaipú Binacional, na sua área de atuação. Portanto, a missão principal da ELETROSUL é “prestar serviços integrados e associados à transmissão de energia elétrica com qualidade e competitividade”.

⁶ Objetivando adequar a sua denominação ao seu novo objeto social, a então Centrais Elétricas do Sul do

4.4.3 EVOLUÇÃO DA EXTENSÃO DO SISTEMA DE TRANSMISSÃO - PERÍODO: 1987 A 2001

O quadro a seguir apresenta a evolução da extensão das linhas de transmissão constituintes da empresa, sendo que a quilometragem apresentada neste quadro, é o somatório de todas as linhas em operação. O sistema de transmissão possui linhas de 69, 138, 230 e 500kV.

QUADRO 4.4: Extensão total da rede de transmissão

(Dados retirados dos Relatórios Anuais da ELETROSUL).

EXTENSÃO TOTAL DA REDE DE TRANSMISSÃO DE CIRCUITOS SIMPLES	
ANO	QUILOMETRAGEM (km)
1987	7.429,6
1988	7.765
1989	7.966
1990	7.971
1991	7.971
1992	7.993
1993	8.552
1994	8.566
1995	8.566
1996	8.566
1997	8.566
1998	8.570
1999	8.570
2000	8.575
2001	8.590,7

4.4.4 EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA DE TRANSFORMAÇÃO - PERÍODO: 1975 A 2001

Através da análise dos dados apresentados no Quadro 4.5, percebe-se, que nos últimos 10 anos a capacidade de transformação do sistema da ELETROSUL, teve uma evolução de 45% aproximadamente. Devido à reestruturação do setor elétrico brasileiro e a

conseqüente necessidade de ampliação da capacidade de transmissão, a tendência foi de que a potência de transformação aumentasse ainda mais após o ano de 1997.

QUADRO 4.5: Evolução da potência de transformação

(Dados retirados dos Relatórios Anuais da ELETROSUL).

EVOLUÇÃO DA POTÊNCIA DE TRANSFORMAÇÃO	
ANO	POTÊNCIA (MVA)
1975	1.106,4
1976	1.222,4
1977	1.383,4
1978	1.391,4
1979	2.264,8
1980	3.431,1
1981	4.103,1
1982	4.985,1
1983	5.166,1
1984	5.305,1
1985	6.135,1
1986	6.111,1
1987	6.286,1
1988	6.311
1989	8.686
1990	8.686
1991	8.686
1992	8.686
1993	8.671
1994	8.745
1995	9.555
1996	9.655
1997	10.630,3
1998	10.630,3
1999	11.969
2000	12.000
2001	12.666,3

4.4.5 CRESCIMENTO DO CONSUMO NA REGIÃO DO SUBSISTEMA SUL NO ANO 2001 (REGIÃO SUL E ESTADO DO MATO GROSSO DO SUL)

O consumo total de energia elétrica do Subsistema Sul alcançou um crescimento de 0,7%, ficando bem aquém do crescimento verificado em 2000, que foi de 7,1%, consumo

este correspondente à ordem de 56.000GWh (representando cerca de 20% do consumo nacional). Pode-se afirmar que esta queda deveu-se principalmente, ao racionamento de energia no período e a conseqüente racionalização dos consumidores.

4.4.6 EVOLUÇÃO DOS ÍNDICES DE DESEMPENHO

O quadro abaixo representa os índices de continuidade e qualidade de suprimento para medir as ocorrências no sistema elétrico, apresentando o desempenho no período entre 1993 a 2001.

QUADRO 4.6: Evolução dos índices de desempenho

(Dados retirados dos Relatórios Anuais da ELETROSUL).

ANO	Frequência Equivalente de Interrupção – FREQ (Eventos-Ano)	Duração Equivalente de Interrupção – DREQ (Minutos-Ano)	Disponibilidade Média da Rede Básica (kWh/GWh - %)
1993	0,53	13,00	49,30
1994	0,32	22,58	72,61
1995	0,23	4,28	13,31
1996	0,32	8,13	*
1997	0,61	52,20	*
1998	0,30	10,99	99,54
1999	0,25	4,59	99,59
2000	0,14	2,50	99,55
2001	0,29	3,53	99,32

(*) – O asterisco corresponde aos anos em que não levantadas a disponibilidade média da Rede Básica.

4.5 CONSIDERAÇÕES GERAIS SOBRE A MANUTENÇÃO DA EMPRESA

A crescente inovação tecnológica e a desverticalização do setor elétrico brasileiro, são dois fatores que vem impulsionando profissionais da área na busca de novas técnicas e estratégias de trabalho, com o propósito de diminuir os custos e como conseqüência a maximização do lucro. O ambiente entre as empresas, que antes era caracterizado pela cooperação, está mudando rápida e radicalmente para a competição, por isso, as empresas estão se reestruturando organizacional e culturalmente. A utilização econômica dos fatores de produção é o foco principal para a sobrevivência e a competitividade das empresas. Em

um passado recente, as ações da manutenção eram baseadas em decisões subjetivas, onde se dava pouca atenção aos aspectos econômicos. Atualmente se exige da manutenção uma postura mais profissional e científica (MOTTA, 1999).

O setor de manutenção tem fundamental importância nesse novo contexto, visto que uma das formas de captação de lucros para as empresas transmissoras de energia, é através da maximização da disponibilidade de seus sistemas de transmissão, ou seja, quanto mais os ativos estiverem disponíveis maiores receitas serão obtidas pelas empresas. Portanto antes de qualquer coisa, é necessário saber como anda o estado de seus ativos físicos a fim de elaborar uma estratégia de manutenção visando mantê-los operando de acordo com a função que lhes compete.

4.5.1 A MANUTENÇÃO ESTRATÉGICA

A manutenção para ser bem executada, com qualidade, eficiência e eficácia, deve ser planejada de forma estratégica, visando uma implementação segura com tempo ótimo de manutenção previamente estabelecido (manutenção preventiva). A estratégia de manutenção deve ser elaborada para cada ativo, medindo-se qual a sua contribuição para o faturamento e o lucro da empresa, para então adquirir os recursos necessários, tais como: pessoais, sobressalentes e ferramentas. Quando um equipamento para de produzir por si próprio, sem uma definição gerencial, está-se diante de uma manutenção não planejada (ou manutenção corretiva), ou mesmo de um fracasso da atividade de manutenção. Esta dissertação está inserida na definição estratégica relacionada com a definição da periodicidade entre as manutenções preventivas de relés de proteção.

4.5.2 FILOSOFIA DA MANUTENÇÃO

A filosofia de manutenção da ELETROSUL, que antes estava voltada para garantir a confiabilidade operacional do equipamento. Atualmente passou a focar-se para a maximização da disponibilidade da função principal, por isso a empresa está buscando desenvolver e dominar a técnica de manutenção ao potencial, de forma a minimizar as indisponibilidades das suas instalações, com treinamento intensivo de seus profissionais e melhoria das rotinas e procedimentos.

4.6 O SISTEMA DE PROTEÇÃO DA EMPRESA

O sistema de proteção da ELETROSUL protege as subestações, as linhas de transmissão, os barramentos, transformadores, reatores, etc, e é composto pelos relés de proteção, que se caracterizam como os componentes principais da cadeia de proteção.

4.6.1 AS SUBESTAÇÕES PERTENCENTES À EMPRESA

O Sistema elétrico da ELETROSUL é composto atualmente por 30 subestações e a conversora de frequência de Uruguaiana⁷. A tabela a seguir mostra as subestações, bem como, os níveis de tensões disponíveis por subestações.

TABELA 4.1: Subestações da ELETROSUL

(Fonte: BDE-SCE-7.300 Data da pesquisa: 01/01/02).

Sigla	Descrição Subestação	Tensão Disponível (kV)				
		13,8	69	138	230	525
ALE	Alegrete					
ANA	Anastácio					
ARE	Areia					
BLU	Blumenau					
CAN	Canoinhas					
CAX	Caxias					
CBA	Curitiba					
CGR	Campo Grande					
CHA	Charqueadas					
CMO	Campo Mourão					
CNO	Campos Novos					
CUR	Conversora de Uruguaiana					
DOU	Dourados					
FAR	Farroupilha					
FLO	Florianópolis					
GRA	Gravataí					
ITA	Ilhota					

⁷ Instalada em outubro de 1994, é responsável pela interligação entre os sistemas elétrico argentino e brasileiro, tornando o intercâmbio de energia entre os 2 países, até a potência de 50 MW. Constituiu-se na primeira interligação energética desde o advento do MERCOSUL.

ITJ	Itajaí					
IVP	Ivaiporã					

Sigla	Descrição Subestação	Tensão Disponível (kV)				
		13,8	69	138	230	525
JLA	Jorge Lacerda A					
JLB	Jorge Lacerda B					
JOI	Joinville					
LON	Londrina					
PAL	Palhoça					
PFU	Passo Fundo					
SID	Siderópolis					
SOS	Salto Osório					
SSA	Salto Santiago					
STA	Santo Ângelo					
XAN	Xanxerê					
YTA	Ita					

4.6.2 AS LINHAS DE TRANSMISSÃO DA EMPRESA

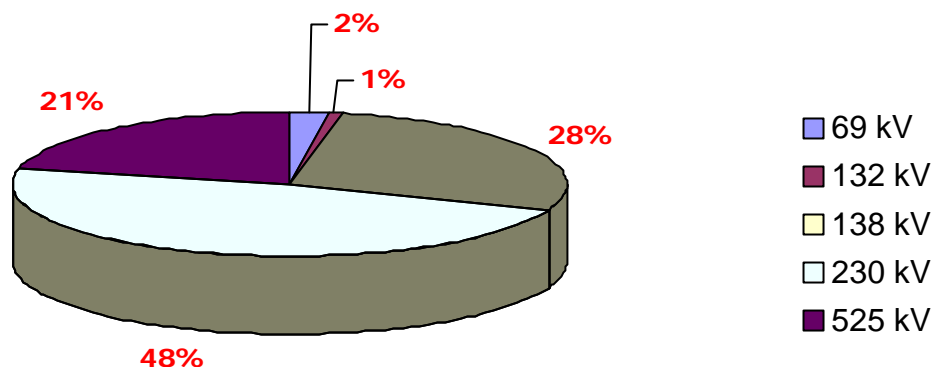
O Sistema elétrico da ELETROSUL é composto atualmente por 94 linhas de transmissão sendo que, quase a metade das linhas, possui a tensão de 230kV. Para a tensão de 230kV, verifica-se o mesmo percentual (48%), tanto em percentagem de linhas por quantidade total (Gráfico 4.1) quanto por percentagem de linhas por quilometragem (Gráfico 4.2). A tabela e os gráficos a seguir ilustram o que foi dito anteriormente.

TABELA 4.2: Quantidade e quilometragem de linhas de transmissão por níveis de tensão

(Fonte: BDE-SCE-7.300 Data da pesquisa: 12/02/01).

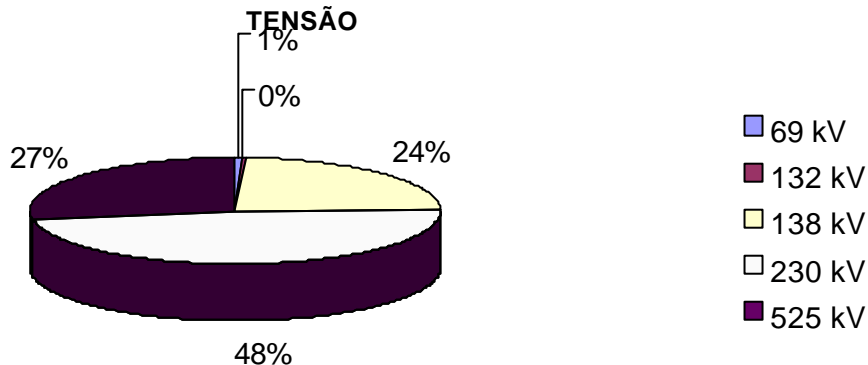
TENSÃO	69 kV	132 kV	138 kV	230 kV	525 kV	TOTAL
QUANTIDADE	2	1	26	45	20	94
km	56,20	12,50	2.153,10	4.273,70	2.449,00	8.944,50

PERCENTAGEM DE LINHAS POR QUANTIDADE E NÍVEL DE TENSÃO

**GRÁFICO 4.1:** Percentagem de linhas por quantidade e níveis de tensão

(Fonte: BDE-SCE-7.300 Data da pesquisa: 12/02/01).

PERCENTAGEM DE LINHAS POR QUILOMETRAGEM E NÍVEL DE TENSÃO

**GRÁFICO 4.2:** Percentagem de linhas por quilometragem e níveis de tensão

(Fonte: BDE-SCE-7.300 Data da pesquisa: 12/02/01).

4.6.3 TOTAL DE RELÉS DE PROTEÇÃO INSTALADOS NA EMPRESA

Na ELETROSUL existem cerca de 6100 relés distribuídos na área de proteção, dos quais 4878 se encontram em operação. Deste total aproximadamente, 52% são eletromecânicos, 21% semi-estáticos, 24% são estáticos e 3% são digitais. No Capítulo 6 desta dissertação, na Seção 6.3, serão apresentados mais dados sobre os relés de proteção.

4.7 SISTEMAS DE INFORMATIZAÇÃO E GERENCIAMENTO DA OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO

A organização da manutenção moderna deve contar com um sistema de informações gerenciais, que lhe permita:

- Avaliar a eficácia da manutenção (cumprimento de metas e alcance de objetivos), determinando, por exemplo, os índices de disponibilidade e confiabilidade dos equipamentos do sistema;
- Avaliar a sua eficiência (boa utilização de recursos e custos mantidos dentro do padrão), incluindo ferramentas para estimar e/ou definir os serviços a serem executados em uma unidade de tempo, levantando dados para uma melhor alocação dos recursos humanos, materiais e financeiros;
- Proporcionar subsídios para identificar as necessidades de desenvolvimento técnico e gerencial do pessoal de manutenção.

Para a execução desta dissertação foram utilizados dois sistemas informatizados para coletas de dados: o Sistema BDE – Banco de Dados de Equipamentos e o Sistema OSO – Banco de Dados de Ocorrências do Sistema Operativo, que serão muito úteis e importantes para a determinação da periodicidade da manutenção preventiva dos relés de proteção. A consolidação do presente trabalho se apoiou, de forma exaustiva, em duas sistemáticas de abordagem:

- Através da pesquisa de todos os Pedidos de Serviços⁸ e Análises de Ocorrências no Sistema, emitidas pelo Departamento de Operação do Sistema – DOS. Por exemplo, da análise dos dados de ocorrências são retiradas, através do Sistema OSO, as taxas de falha das linhas de transmissão e a probabilidade de falha múltipla, isto é, a probabilidade correspondente à falha do relé na presença de uma demanda operacional, referente ao período 1991 a 2000⁹;

⁸ O Pedido de Serviço é um documento hábil aplicado às necessidades da manutenção (equipamentos e instalações), subdividido em Aperiódico (PSA) e Periódico (PSP).

⁹ As seções 6.6 e 6.7, referente ao Capítulo 6 desta dissertação dedicam-se respectivamente às taxas de falha de equipamentos protegidos e à falha múltipla de relés de proteção.

- Através da pesquisa no cadastramento de falhas de relés observadas durante manutenções preventivas e/ou corretivas, elaboradas pelos Departamentos de Manutenção do Sistema – DMS e Engenharia do Sistema – DES da ELETROSUL. Por exemplo, da análise dos dados relativos aos relés de tecnologia eletromecânica da General Electric e Westinghouse, através do sistema BDE, é retirada a taxa de desajuste destes equipamentos no período 1991 a 2000¹⁰.

Observa-se que os enfoques dos dois sistemas de cadastramentos são bastante específicos. O desempenho analisado pelo Departamento de Operação (DOS) considera o desempenho dos relés de proteção (e eventuais anormalidades) em situações pós-ocorrências no Sistema de Transmissão, enquanto que o desempenho analisado pelos Departamentos de Manutenção (DMS) e de Engenharia de Sistemas (DES), muitas vezes de caráter preventivo, consegue ser mais abrangente detectando problemas e/ou anormalidades prévios às ocorrências. Estas duas abordagens são complementares, e a atuação conjunta DMS/DES/DOS é de grande importância na análise do desempenho global dos sistemas e relés de proteção empregados na ELETROSUL.

Neste trabalho serão feitas análises sob o ponto de vista Operacional, onde foram pesquisadas as falhas operacionais (através do Sistema OSO), ocorridas nos relés eletromecânicos de fabricação General Electric e Westinghouse, durante o período 1991 a 2000 e para o modelo de relé estático 7SL32 da SIEMENS. Sob o ponto de vista dos principais problemas verificados durante as manutenções preventivas (através do Sistema BDE), foram levantadas as falhas ocultas encontradas durante as mesmas (para os relés de fabricação General Electric e Westinghouse). Cabe salientar que estas análises servirão de base para determinar as taxas de falha destes equipamentos e conseqüentemente suas periodicidades. Para o modelo relé digital SEL-321 da SCHWEITZER, determinou-se a taxa de falha, a partir do tempo médio entre falhas (MTBF), tendo em vista que estes relés são bastante recentes no sistema de proteção, portanto, não possui um banco de dados representativo sobre atuações das proteções no sistema como um todo.

¹⁰ Na Seção 6.8.1.5 do Capítulo 6, é explicado como é calculada a taxa de desajuste dos relés de proteção, taxa esta obtida em função dos desajustes levantados durante as manutenções preventivas.

Os sistemas informatizados BDE – Banco de Dados de Equipamentos e OSO – Banco de Dados de Ocorrências do Sistema Operativo serão descritos nas próximas seções.

4.7.1 O SISTEMA BDE – BANCO DE DADOS DE EQUIPAMENTOS

O principal objetivo do Sistema BDE – Banco de Dados de Equipamentos é a melhoria da qualidade da manutenção, ou seja, auxiliar através da disponibilização segura e rápida, de informações relevantes com relação às diversas etapas que compõe a manutenção, tais como, planejamento, programação, execução, análise, estatística e outras.

Os subsistemas mais utilizados para pesquisas de dados durante a elaboração desta dissertação foram:

1. Sistema SCE – SISTEMA CADASTRO DE EQUIPAMENTOS:

É um sistema utilizado para dar informações de:

- Localização de equipamentos situados internamente dentro da empresa;
- Localização de dados tais como: data de início de operação, fabricante, modelo, número de série, ano de fabricação, etc.

2. Sistema SGS – SISTEMA GERÊNCIA DE SERVIÇOS:

É um sistema utilizado para dar informações de:

- Tipos de serviços a serem realizados;
- Programação de serviços;
- Histórico dos Pedidos de Serviços realizados.

4.7.2 O SISTEMA OSO – BANCO DE DADOS DE OCORRÊNCIAS NO SISTEMA OPERATIVO

Os principais objetivos do Sistema OSO – Banco de Dados de Ocorrências no Sistema Operativo são:

- armazenar dados sobre ocorrências no sistema elétrico da ELETROSUL tais como: desligamentos intempestivos, manutenções em equipamentos, atuações de proteção de equipamentos e linhas de transmissão, operação de geradores térmicos e hidráulicos, etc.
- estes dados servem para subsidiar áreas de manutenção e operação da ELETROSUL, no que diz respeito: a análise de ocorrências no sistema elétrico, a emissão de relatórios estatísticos, ao acompanhamento de manutenção em equipamentos e linhas de transmissão, a evolução do sistema elétrico da ELETROSUL, etc.

4.8 O SETOR DE ENGENHARIA DE MANUTENÇÃO DA PROTEÇÃO

O Departamento de Engenharia de Sistemas (DES) da ELETROSUL engloba todas as atividades, inclusive as relacionadas à Engenharia de Manutenção de Proteção e Controle, sendo representado pelo Setor de Engenharia de Manutenção de Proteção (SEMAP). A missão principal do SEMAP é responsabilizar-se por estudos e análises referentes à Engenharia de Manutenção de Sistemas de Proteção e Controle, e pelo estabelecimento de diretrizes básicas e critérios gerais de manutenção e comissionamentos relativos à proteção e controle.

Capítulo 5

5 O ESTUDO DO DEFEITO “FORA DE TOLERÂNCIA”

5.1 INTRODUÇÃO

Este estudo foi realizado por SILVEIRA e LUZ (2000), tendo por objetivo apresentar e analisar a evolução do defeito “fora de tolerância” nos relés eletromecânicos de distância de fabricação General Electric e Westinghouse¹, no período 1991 a 2000, realizando uma avaliação da situação, após uma análise dos dados obtidos no Banco de Dados de Equipamentos (BDE) da ELETROSUL e no conhecimento adquirido por técnicos da área da Engenharia de Manutenção, emitindo finalmente, recomendações baseadas nas conclusões, nos aspectos técnicos e contextuais, sob o ponto de vista da Engenharia de Manutenção de Proteção. Sob a classificação “fora de tolerância” estão reunidos outros três defeitos, relacionados principalmente ao componente capacitor do relé de proteção: perda de característica, capacitância alterada e vazamento no capacitor, sendo que tais defeitos impõem erros às curvas características de operação dos relés (erros fora dos limites estabelecidos nos Manuais de Manutenção), podendo levar a atuações não corretas após os mesmos serem solicitados, comprometendo a confiabilidade dependendo da sua função dentro do sistema de proteção (outros defeitos são mostrados no ANEXO II desta dissertação).

Entre os fatores que motivaram a realização do estudo destacam-se: a perda de profissionais experientes para a manutenção preventiva desses relés de proteção e o tempo em que os relés eletromecânicos estão em operação, caracterizando-se, como equipamentos de tecnologia obsoleta.

Por ser de fundamental importância para o entendimento desta dissertação, este assunto será abordado tendo em vista que, a partir das análises dos dados coletados durante as inspeções periódicas encontram-se as taxas de desajuste relativas aos agrupamentos de relés a serem analisados. A partir destas taxas, determinam-se as periodicidades entre as

¹ Os relés General Electric e Westinghouse poderão ser representados respectivamente nesta dissertação, por GE e WECO.

manutenções preventivas² utilizando-se as equações matemáticas desenvolvidas para os Modelos de Confiabilidade 1 e 2.

Este capítulo está dividido em 7 seções. Na Seção 5.2 relata-se um histórico do problema relacionado aos capacitores dos relés da GE e WECO. Na Seção 5.3 são salientadas algumas informações importantes dos relés da GE e WECO, dando ênfase à distribuição quantitativa dos relés. A análise dos dados relativos aos relés da GE e WECO, está apresentada na Seção 5.4, já a análise referente aos modelos de relés destes mesmos fabricantes está descrita na Seção 5.5. A conclusão deste capítulo e recomendações referente ao estudo realizado por SILVEIRA e LUZ (2000), estão apresentadas respectivamente nas Seções 5.6 e 5.7.

5.2 HISTÓRICO DO ESTUDO REALIZADO

No início da década de 70, após o recebimento de um lote de relés GE, verificou-se que, transcorrido certo período de tempo, alguns relés apresentavam vazamento de óleo, sendo que naquela oportunidade, a causa do vazamento foi atribuída à “costura inadequada” dos capacitores dos relés. Após inúmeras discussões com o fornecedor, providenciou-se a troca dos mesmos. No final da mesma década, detectou-se vazamento de óleo em seus capacitores em crescente número de relés da GE e WECO durante as manutenções preventivas. A gravidade do problema estava:

- a) No tipo do óleo – askarel – com potencial cancerígeno;
- b) Impossibilidade de se regular os relés com os ajustes dentro dos limites estabelecidos pelos fabricantes.

Após esses problemas terem sido considerados generalizados, as áreas de manutenção da ELETROSUL pesquisaram alternativas para solucionar o problema,

² No Capítulo 6 – Seção 6.8, determinaram-se as periodicidades dos modelos de relés da GE e WECO, após a análise dos dados relativos a dois períodos distintos: o primeiro compreendido entre 1991 a 1995 e o segundo entre 1996 a 2000. Após o cálculo destas periodicidades compararam-se os resultados encontrados matematicamente com as periodicidades indicadas: pela Engenharia de Manutenção após o primeiro período – 1991 a 1995 (na qual mudou-se a periodicidade dos relés da GE e WECO de quatro para 2 anos), e pelo estudo elaborado por SILVEIRA e LUZ (2000) (na qual recomendou-se que as periodicidades dos relés da GE e WECO permanecessem em 2 anos).

apontando a necessidade da substituição dos capacitores a óleo por capacitores a seco de poliéster.

Em 1986, as conclusões do estudo realizado pelas Áreas de Manutenção foram levadas, inclusive, ao fórum do GTMI³ no qual foi dado destaque ao assunto, uma vez que o mesmo era de grande interesse para as empresas do setor elétrico, pois o problema as atingia também, e a ELETROSUL havia encontrado, na época, uma solução dentro do mercado nacional, uma vantagem dentro do contexto da época em que havia dificuldades para a importação. Como consequência, a ELETROSUL decidiu pela troca maciça dos capacitores a óleo e a partir disso pela mudança da periodicidade de manutenção desses relés de dois para quatro anos⁴. A solução encontrada revelou um sério inconveniente pois, após a troca, as manutenções preventivas nesses relés evidenciaram um aumento significativo do defeito classificado como “fora de tolerância” causada pela variação da capacitância dos capacitores de poliéster. Essa variação, em alguns casos, era tão significativa que tornava inoperante o relé. Pesquisado o defeito, verificou-se que na maior parte dos casos, isto acontecia devido ao mau dimensionamento dos capacitores de poliéster usados para substituir os originais a óleo. As variações exageradas foram corrigidas adequando-se o dimensionamento dos capacitores de poliéster.

Na época, devido à gravidade do problema, foram buscadas alternativas para a troca dos capacitores, destacando-se:

- 1) a troca por capacitores de polipropileno – uma experiência inédita em território nacional, mas que apresentava um custo elevado (em torno de 200 mil dólares), sendo essa solução descartada por estar o polipropileno sujeito aos mesmos problemas de variação de capacitância apresentados pelos capacitores de poliéster.
- 2) a importação de capacitores a óleo sem Askarel – sendo também descartada após a análise da relação custo-benefício, apontou-se que não seria acertado o investimento

³ Antigo órgão da ELETROBRÁS, extinto em 1999, o GTMI (Grupo de Trabalho da Manutenção Interligada) consistia em um fórum onde as empresas se reuniam objetivando a troca de experiência entre profissionais, de forma a nivelar sobre soluções técnicas referentes à Manutenção.

⁴ Periodicidade da Manutenção Preventiva dos relés da GE e WECO: até 1986 – 2 anos ; de 1986 a 1994 – 4 anos.

desse montante em novos capacitores (haveria um dispêndio de aproximadamente, 800 mil dólares)

- 3) substituição desses relés por relés de tecnologia digital – a única solução definitiva para o problema.

Naquela ocasião, para minimizar o problema optou-se por:

- Retornar à periodicidade de manutenção desses modelos de relés mudando-se de 4 para 2 anos;
- Nos relés onde não foram substituídos os capacitores a óleo, somente trocá-los, se os mesmos estivessem com vazamento ou comprometendo o ajuste do relé;
- Continuar o acompanhamento da evolução do problema pela Engenharia de Manutenção.

5.3 PRINCIPAIS INFORMAÇÕES SOBRE OS RELÉS ELETROMECHANICOS DA GENERAL ELECTRIC E WESTINGHOUSE CONSIDERADAS NO ESTUDO

A análise do estudo “fora de tolerância” englobou **570 relés eletromecânicos de distância** de fabricação GE e WECO (cujos modelos estão listados no ANEXO I desta dissertação) que fazem parte do sistema de proteção Primária e Secundária⁵ dos *bays*⁶ de Linhas de Transmissão e de Transferência 230 kV da ELETROSUL.

A Tabela 5.1 mostra a distribuição quantitativa dos relés por nível de tensão e por Regional⁷.

⁵ Linhas de Transmissão de 230 kV do Paraná, Santa Catarina e Rio Grande do Sul, de 138 kV do Mato Grosso do Sul e Rio Grande do Sul e Barras de transferência de 230 kV do Paraná e Santa Catarina .

⁶ Considera-se um *bay*, um conjunto de uma instalação elétrica ou subestação composto de: disjuntor, seccionadoras, transformadores de corrente e potencial, que atende às necessidades de chaveamento e monitoração de uma saída de linha de transmissão, transformador ou reator

⁷ As regionais são responsáveis pela execução dos serviços de manutenção nos Estados do Paraná (Regional Técnica do Paraná – RTPR), Santa Catarina (Regional Técnica de Santa Catarina – RTSC), Rio Grande do Sul (Regional Técnica do Rio Grande do Sul – RTRS) e Mato Grosso do Sul (Regional Técnica do Mato Grosso do Sul – RTMS).

TABELA 5.1: Distribuição dos relés instalados em *bays* de linhas e de transferência, por nível de tensão e por regional

(Fonte: BDE-SCE-7.300 Data da pesquisa: 12/02/01)

	230kV	138kV	69kV	TOTAL	%
RTPR	468	-	-	468	35
RTSC	367	-	-	367	28
RTRS	217	8	20	245	18
RTMS	41	211	-	252	19
TOTAL	1093	219	20	1332	100
%	82	16	2	100	

5.4 ESTUDO DO DEFEITO NOS RELÉS GENERAL ELECTRIC E WESTINGHOUSE

5.4.1 QUANTIDADE DE RELÉS INSPECIONADOS E O PERCENTUAL ENCONTRADO FORA DOS LIMITES ESTABELECIDOS (RE NÃO OK)

Os Gráficos 5.1 e 5.2 apresentam os totais dos relés inspecionados e o percentual de relés encontrados fora dos limites estabelecidos (identificados como relés NÃO OK – RE NÃO OK).

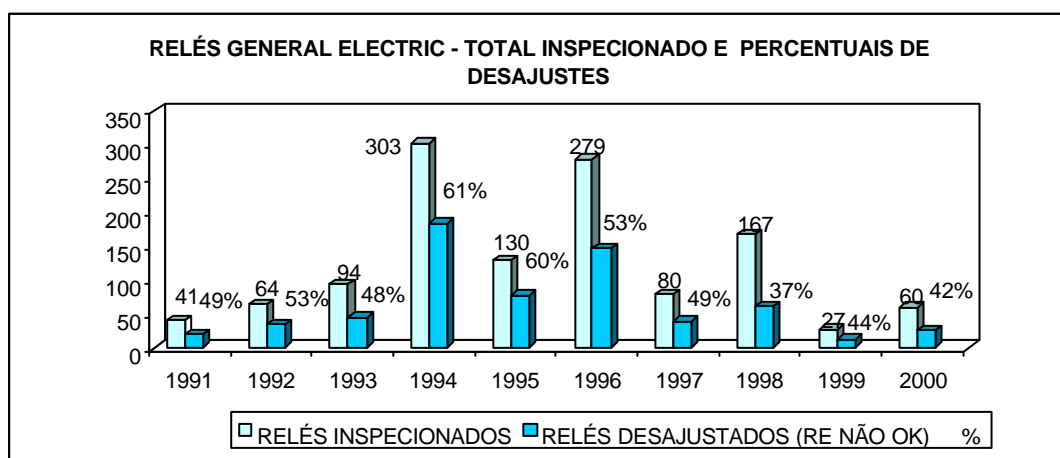


GRÁFICO 5.1: Relés GE – Total de relés inspecionados e o percentual encontrado desajustado (RE NÃO OK)

(Fonte: BDE-SCE-7.300 Data da pesquisa: 12/02/01)

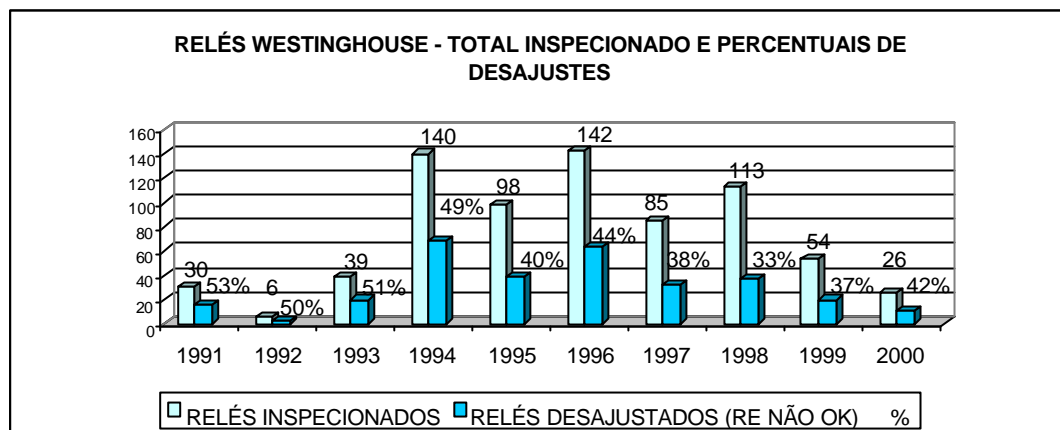


GRÁFICO 5.2: Relés WECO – Total de relés inspecionados e o percentual encontrado desajustado (RE NÃO OK)

(Fonte: BDE-SCE-7.300 Data da pesquisa: 12/02/01)

O ANEXO III desta dissertação apresenta uma tabela com o percentual de relés encontrados fora dos limites estabelecidos para os relés de fabricação GE e WECO, durante o período 1991 a 2000.

5.4.2 EVOLUÇÃO DA QUANTIDADE DE RELÉS NÃO OK NO PERÍODO CONSIDERADO

Os Gráficos 5.3 e 5.4 a seguir, apresentam a evolução da quantidade de relés NÃO OK e por conseguinte do defeito “fora de tolerância”, em dois períodos distintos 1991 a 1995 e 1996 a 2000, para cada um dos fabricantes, sendo salientado graficamente a mudança da periodicidade de manutenção de quatro para dois anos.

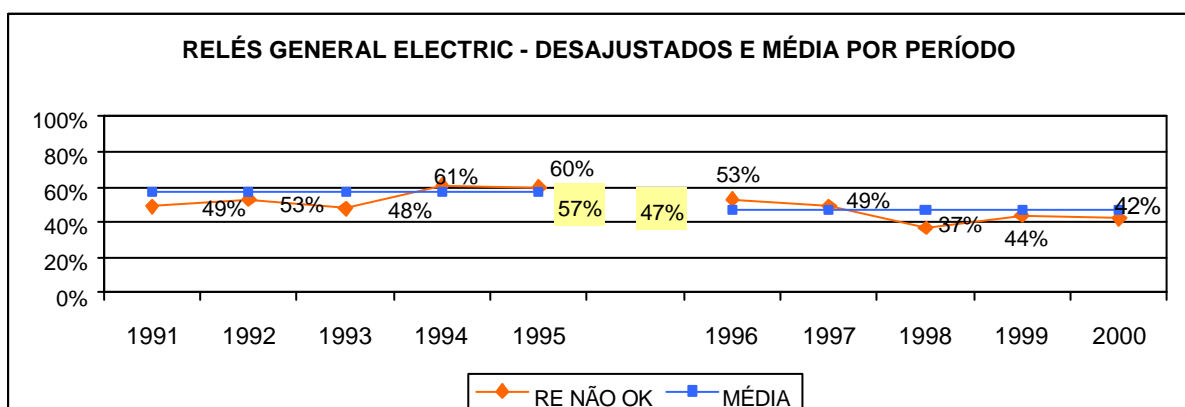


GRÁFICO 5.3: Relés GE – Evolução da quantidade de relés desajustados (RE NÃO OK)

(Fonte: BDE-SCE-7.300 Data da pesquisa: 12/02/01)

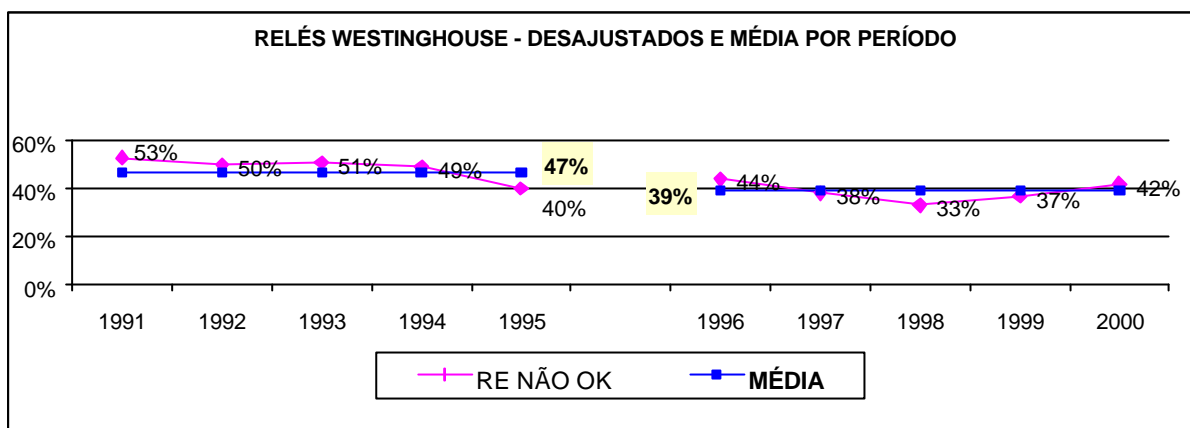


GRÁFICO 5.4: Relés WECO – Evolução da quantidade de relés desajustados (RE NÃO OK)

(Fonte: BDE-SCE-7.300 Data da pesquisa: 12/02/01)

A análise das informações, acima, mostra uma diminuição da média dos relés encontrados NÃO OK, de aproximadamente 10%, refletindo portanto, o período pós-troca da periodicidade de manutenção de quatro para dois anos.

5.4.3 QUANTIDADE DE MEDIDAS REALIZADAS E O PERCENTUAL ENCONTRADO FORA DOS LIMITES ESTABELECIDOS (MED NÃO OK)

As análises das quantidades de medidas realizadas nos três pontos centrais e o percentual de medidas encontradas fora dos limites estabelecidos, durante as manutenções preventivas (Medidas NÃO OK) são similares às do item anterior, ocorrendo uma redução média de 14% e 12% respectivamente para os relés GE e WECO. O ANEXO IV desta dissertação mostra uma tabela contendo informações sobre a quantidade de medidas realizadas e encontradas fora dos limites estabelecidos.

Foi observado também por SILVEIRA E LUZ que o defeito “fora de tolerância” está presente em todas as funções desempenhadas pelos relés estudados. Para ilustrar esta seção, um exemplo de cadeia de proteção é mostrado graficamente no ANEXO VII desta dissertação, que traz os esquemas simplificados das proteções primária e secundária de uma linha de transmissão. Como este é um defeito apenas detectado pela manutenção e que pode levar a atuações não corretas, é fundamental que um indicador de desempenho do relé na manutenção seja relacionado a sua função na cadeia de proteção.

5.5 ESTUDO DO DEFEITO EM CADA MODELO DE RELÉ CONSIDERADO

5.5.1 QUANTIDADE DE RELÉS INSPECIONADOS E O PERCENTUAL ENCONTRADO FORA DOS LIMITES ESTABELECIDOS POR MODELO (RE NÃO OK)

No estudo são analisados os modelos de relés encontrados fora dos limites estabelecidos pelos manuais do fabricante, sendo executadas medidas nos mesmos durante as manutenções preventivas e se, pelo menos uma delas estiver fora dos limites, o relé será considerado “defeituoso ou desajustado”.

O ANEXO V desta dissertação – item A, apresenta um quadro contendo os percentuais de relés da GE e WECO, encontrados fora dos limites estabelecidos, representando respectivamente 85% e 92%. O item B do mesmo anexo, apresenta informações sobre a quantidade de relés inspecionados e encontrados fora dos limites estabelecidos durante o período 1991 a 2000 para os modelos de relés da GE e WECO. Já o item C deste anexo, apresenta o percentual de falhas referentes a cada modelo de relé⁸.

O modelo CEYG51 da GE foi analisado em separado, pois não possui o elemento capacitor como os outros modelos de relés. Comparando-se os resultados obtidos neste modelo com os dos demais que possuem o elemento “capacitor”, é possível fazer uma avaliação da influência do capacitor sobre o defeito “fora de tolerância”. Por esta primeira informação sob o ângulo dos modelos de relés, já se constata que a sua quantidade de relés encontrados desajustados – RE NÃO OK (43% – ver ANEXO V, item A) é bastante inferior à dos demais.

⁸ Cabe salientar novamente, que as taxas de desajuste foram calculadas em função do percentual de relés encontrados fora dos limites estabelecidos. Conhecendo-se as mesmas, e com o auxílio das equações matemáticas desenvolvidas para os modelos de confiabilidade (Capítulo 6 – Seções 6.4 e 6.5) finalmente, determinam-se as periodicidades entre as manutenções preventivas desses modelos de relés.

5.5.2 QUANTIDADE DE MEDIDAS REALIZADAS E O PERCENTUAL ENCONTRADO FORA DOS LIMITES ESTABELECIDOS (MED NÃO OK) POR MODELO DE RELÉ

O ANEXO VI desta dissertação – item A mostra um quadro contendo informações sobre o percentual de medidas encontradas fora dos limites estabelecidos para os relés da GE e WECO, durante as manutenções preventivas. Neste quadro pode-se observar que entre os modelos de um mesmo fabricante, não são registradas grandes diferenças nos percentuais de medidas NÃO OK, principalmente entre os relés da WECO, quase todos em torno de 40%. Já para os relés de fabricação GE, entre os modelos com capacitor há uma diferença máxima em torno de 20% em relação ao percentual de medidas NÃO OK. O modelo sem capacitor apresenta um percentual muito inferior aos dos demais (15%), evidenciando desta forma, a influência do elemento capacitor sobre o defeito “fora de tolerância”, por isso o item seguinte faz uma comparação entre ele e outro modelo com capacitor. No item B do ANEXO VI apresentam-se também informações sobre a quantidade de medidas realizadas e encontradas fora dos limites estabelecidos durante o período 1991 a 2000. O item seguinte faz uma comparação entre o modelo CEYG51 (sem capacitor) com o modelo CEYG52 (com capacitor).

A) COMPARAÇÃO ENTRE OS PERCENTUAIS DE RELÉS E MEDIDAS NÃO OK DOS MODELOS CEYG51 (sem capacitor) e CEYG52 (capacitor poliéster)

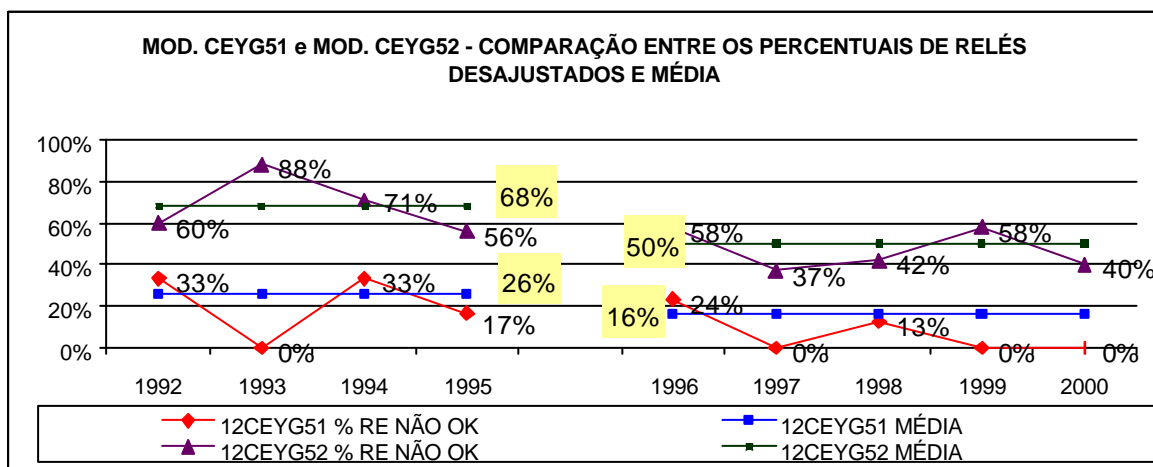


GRÁFICO 5.5: Comparação entre os percentuais de relés desajustados (RE NÃO OK) – Modelo CEYG51 (sem capacitor) e CYG52 (com capacitor)

(Fonte: BDE-SCE-7.300 Data da pesquisa: 12/02/01)

O Gráfico 5.5 mostra a comparação entre dois modelos do fabricante GE, o CEYG51, o único entre os modelos estudados sem capacitor, e o CEYG52, com capacitor de poliéster. A primeira diferença que se observa são as faixas muito distintas em que se apresentou a evolução dos indicadores escolhidos para cada modelo.

B) EVOLUÇÃO DA QUANTIDADE DE MEDIDAS REALIZADAS E O PERCENTUAL ENCONTRADO FORA DOS LIMITES ESTABELECIDOS EM ALGUNS DOS MODELOS ESTUDADOS (MED NÃO OK)

A análise da evolução do percentual de medidas NÃO OK, no entanto, aqui está apresentado apenas um modelo de cada fabricante.

B.1) MODELO GENERAL ELECTRIC

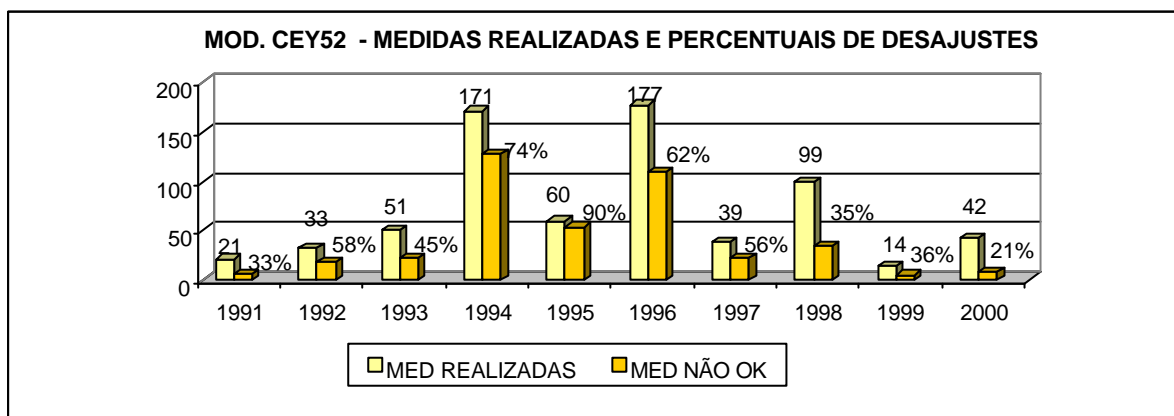


GRÁFICO 5.6: Medidas realizadas e o percentual encontrado desajustado (MED NÃO OK) – Modelo CEY52

(Fonte: BDE-SCE-7.300 Data da pesquisa: 12/02/01)

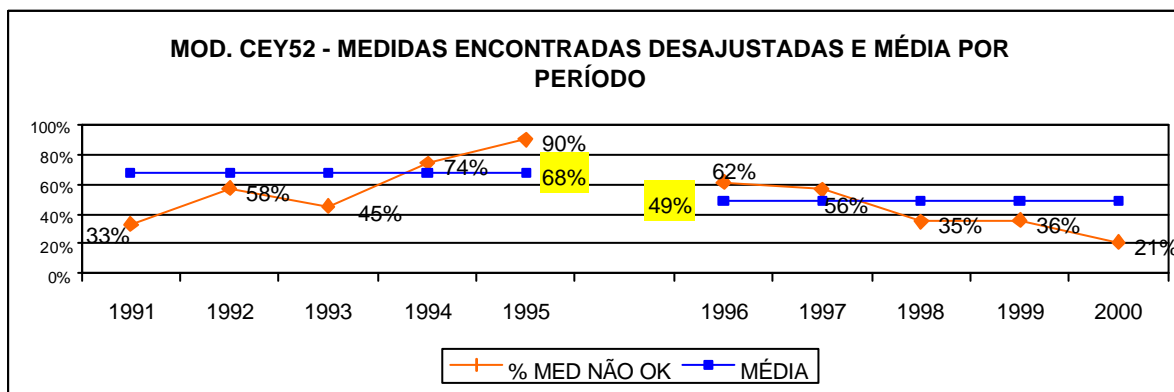


GRÁFICO 5.7: Evolução da quantidade de medidas desajustadas (MED NÃO OK) – Modelo CEY52

(Fonte: BDE-SCE-7.300 Data da pesquisa: 12/02/01)

B.2) MODELOS WESTINGHOUSE

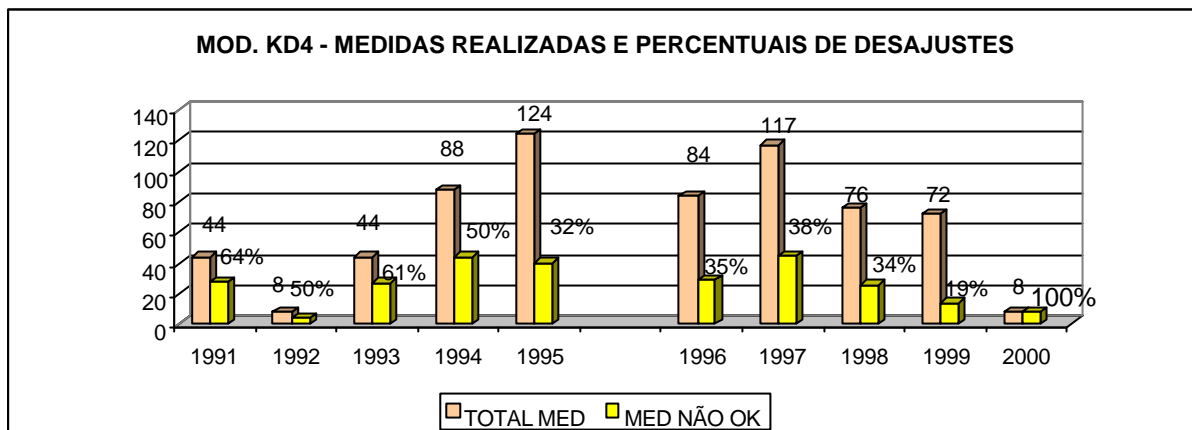


GRÁFICO 5.8: Medidas realizadas e o percentual encontrado desajustado (MED NÃO OK) – Modelo KD4

(Fonte: BDE-SCE-7.300 Data da pesquisa: 12/02/01)

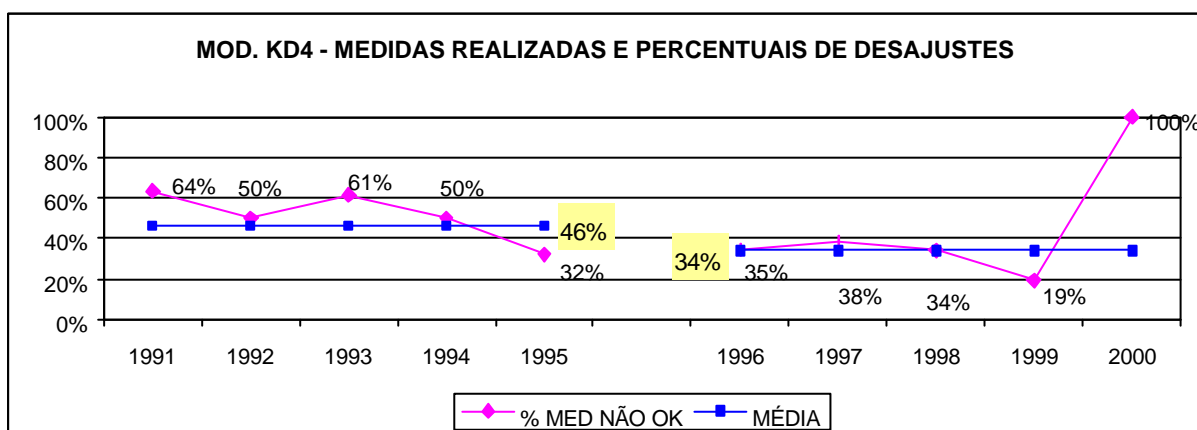


GRÁFICO 5.9: Evolução da quantidade de medidas desajustadas (MED NÃO OK) – Modelo KD4

(Fonte: BDE-SCE-7.300 Data da pesquisa: 12/02/01)

Segundo o estudo realizado, todos os modelos reduziram o seu percentual de medidas encontradas desajustadas (MED NÃO OK) com a mudança da periodicidade de manutenção, mesmo os não apresentados aqui.

5.6 CONCLUSÕES DO ESTUDO REALIZADO

As principais conclusões do estudo são:

- O defeito “fora de tolerância”, no período 1991 a 2000, foi encontrado em 92% dos relés eletromecânicos de distância do fabricante WECO e em 85% dos relés GE;
- Extrapolando o conceito de defeito para o de falhas, e considerando-se que os desvios observados comprometem os requisitos operacionais do sistema de proteção como a confiabilidade, seletividade e redundância, é possível afirmar que há uma situação de risco (técnico e econômico), principalmente, porque a maior parte destes relés está aplicada nas Linhas de Transmissão de 230 kV, pertencentes à Rede Básica⁹, e portanto sujeitas às penalidades previstas no CPST – Contrato de Prestação de Serviço de Transmissão, o que exige, cada vez mais, uma melhor performance deste sistema;
- A confirmação de que o defeito “fora de tolerância” é causado, principalmente, pelo elemento capacitor (ver Gráfico 5.7);
- A redução da periodicidade de manutenção de quatro para dois anos, apesar de não ter eliminado o defeito “fora de tolerância”, trouxe resultados favoráveis uma vez que permitiu reduzir a quantidade de relés desajustados (RE NÃO OK) em torno de 10% e de medidas desajustadas (MED NÃO OK) em 14%¹⁰;
- A existência de um problema crônico a qual impede o correto desempenho das funções requeridas dentro dos limites nominais, aumentando o potencial de risco das instalações “protegidas”, cuja ação da manutenção preventiva e periódica não elimina o defeito, correspondendo a 90% de todos os defeitos encontrados nos relés de proteção;
- A reforma completa desses relés, torna-se inviável por serem de tecnologia eletromecânica obsoleta;

⁹ Uma Rede Básica será composta por instalações com tensão igual ou superior a 230kV. Fazem parte da mesma: Linhas de Transmissão de 230kV, subestações com pelo menos um nível de 230kV (Resolução ANEEL – 433/2000).

¹⁰ No período 1991 a 1995 foram inspecionados 945 relés (GE e WECO), e executadas 2671 medidas nestes equipamentos, sendo que, o percentual médio de relés e medidas NÃO OK, correspondem respectivamente a 53,86% e 52,71%. Já no período 1996 a 2000 foram inspecionados 1033 relés e executadas 1812 medidas, correspondendo respectivamente a um percentual médio de relés e medidas NÃO OK, equivalente a 43,37% e 38,74%.

- Somente a substituição desses relés por relés de tecnologia digital devolve ao sistema de proteção, na sua totalidade, os requisitos essenciais de confiabilidade, seletividade e de redundância, sendo uma ação de grande abrangência.

5.7 RECOMENDAÇÕES DO ESTUDO REALIZADO

Entre as recomendações do estudo, destacando-se:

- a) A permanência da periodicidade da Manutenção Preventiva de 2 anos para os relés eletromecânicos de distância dos fabricantes GE e WECO, pela necessidade de se manter a confiabilidade operacional dos relés de proteção.
- b) O correto preenchimento do campo “medição”, nas respostas dos Pedidos de Serviço¹¹, por todas as equipes de manutenção.
- c) Um plano de substituição dos relés eletromecânicos dos fabricantes GE e WECO instalados nos 95 terminais de proteção das Linhas de Transmissão da ELETROSUL.

Pretende-se no Capítulo 6 – Seção 6.8 desta dissertação, calcular a periodicidade entre as manutenções preventivas dos modelos de relés eletromecânicos da GE e WECO por período (1991 a 1995 e 1996 a 2000), a partir da aplicação das equações matemáticas, desenvolvidas pelos modelos de confiabilidade, onde será possível comparar:

- 1) Se a solução recomendada subjetivamente pela Engenharia de Manutenção de Proteção, em 1994, procedeu corretamente ao mudar a periodicidade destes modelos de relés de 4 para 2 anos.
- 2) Se a solução apresentada por SILVEIRA E LUZ, em 2000, após o estudo do defeito “fora de tolerância”, acertou ao recomendar a permanência da periodicidade da Manutenção Preventiva de 2 anos para os relés eletromecânicos de distância de fabricação GE e WECO.

¹¹ Foi criado nas folhas de ensaios dos Pedidos de Serviços o campo denominado “campo medição”, o qual é preenchido, durante as manutenções preventivas, com os valores dos piores erros percentuais encontrados nos três pontos centrais dos relés. Os mesmos correspondem ao ângulo de máxima sensibilidade (ângulo entre a tensão e a corrente) e aos pontos extremos definidos pela Engenharia de Manutenção de Proteção – ângulos -30° e +30° em relação ao ângulo de máxima sensibilidade. O ANEXO VIII desta dissertação mostra uma folha de ensaios referente a um Pedido de Serviço.

Capítulo 6

6 DEFINIÇÃO DA PERIODICIDADE ÓTIMA DE MANUTENÇÃO PREVENTIVA DE RELÉS DE PROTEÇÃO

6.1 INTRODUÇÃO

A elaboração de modelos matemáticos, para que estes representem mais fielmente o funcionamento dos equipamentos elétricos e os procedimentos de manutenção adotados nas empresas, é um dos grandes desafios para engenheiros e pesquisadores. MOTTA (1999) salienta que estes modelos permitirão definir com maior precisão e segurança, a periodicidade de manutenção dos relés de proteção. Um Departamento de Engenharia de uma empresa deve estar apto para decidir: a frequência de inspeção; o tempo de reparo; a necessidade da execução de uma substituição, revisão ou mínimos reparos dos equipamentos. Para responder estas questões é que são elaborados modelos de manutenção com o propósito de: maximizar lucros, minimizar tempos destinados a reparos e maximizar a disponibilidade do sistema de transmissão (ANDERS, 1990, p. 416).

Neste capítulo foram desenvolvidos dois modelos de confiabilidade que poderão ser utilizados para determinar as periodicidades entre as manutenções preventivas de quaisquer tecnologias de relés (eletromecânicos, semi-estáticos, estáticos e digitais). O primeiro modelo foi desenvolvido através das equações do ANDERS (1990) e o segundo modelo de confiabilidade foi desenvolvido através das equações matemáticas apresentadas por ZIEGLER (1999, p. 304-305).

A Seção 6.2 apresenta um quadro com as periodicidades recomendadas entre as manutenções preventivas para algumas tecnologias e fabricantes de relés de proteção utilizados na ELETROSUL. Na Seção 6.3 desta dissertação são apresentadas algumas estratificações dos relés de proteção que se encontram em operação, por tecnologia e fabricante. A Seção 6.4 apresenta os modelos de confiabilidade utilizados nesta dissertação para determinar o intervalo ótimo entre as manutenções preventivas dos relés de proteção. Na Seção 6.5 são apresentadas duas hipóteses para obtenção da taxa de falha dos relés de

proteção. A Seção 6.6 apresenta uma tabela contendo os dados correspondentes às taxas de falha de alguns dos equipamentos protegidos. A falha múltipla correspondente à falha operacional por recusa (sub-alcance) ou a atuação incorreta (sobre-alcance) do relé de proteção é salientada na Seção 6.7 (a falha do relé na presença de uma demanda operacional). As Seções 6.8, 6.9 e 6.10 são dedicadas respectivamente, aos relés de tecnologia eletromecânica, estática ou semi-estática e digital, apresentando os resultados correspondentes a determinação das periodicidades entre as manutenções preventivas dos relés estudados nesta dissertação. Na Seção 6.8, determinaram-se matematicamente as periodicidades dos relés eletromecânicos da General Electric e Westinghouse, em dois períodos distintos (1991 a 1995 e 1996 a 2000), objetivando com isso, fazer comparações com a periodicidade recomendada subjetivamente pela Engenharia de Manutenção de Proteção, em 1994, e pelo estudo desenvolvido por SILVEIRA e LUZ, em 2000, sendo que uma síntese deste estudo foi apresentada no Capítulo 5 desta dissertação. Na Seção 6.9, determinaram-se também a periodicidade do modelo de relé estático 7SL32 da SIEMENS, a partir do qual pôde-se comparar o resultado encontrado matematicamente, após aplicação dos modelos de confiabilidades, com a periodicidade recomendada atualmente pela Engenharia de Manutenção de Proteção (4 anos). Finalmente na Seção 6.10, determinaram-se à periodicidade entre as manutenções preventivas do modelo de relé digital SEL-321 da SCHWEITZER.

6.2 DEFINIÇÃO DA PERIODICIDADE DE MANUTENÇÃO PREVENTIVA

Atualmente nas empresas do setor elétrico brasileiro, a maneira usual de definir esta periodicidade de manutenção preventiva, para relés de proteção, bem como de outros equipamentos, contém um forte componente de subjetividade, já que se baseia na experiência de engenheiros e técnicos de manutenção. O alto grau de imprecisão e incerteza da periodicidade de manutenção de relés de proteção, pode ser encontrado no texto IMAMURA e ABOUD (1998), que apresenta um quadro, reproduzido a seguir, mostrando as periodicidades adotadas por diversas empresas do setor elétrico brasileiro.

QUADRO 6.1: Periodicidade de Manutenção Preventiva de relés de proteção de algumas empresas do setor elétrico brasileiro

EMPRESA	PERIODICIDADE EM ANOS
CEEE	1
CELESC	3
CEMIG	1 e 2
CERJ	2
CESP	2,5 e 5
COPEL	2 e 4
ELETRONORTE	2
ELETROPAULO	3
ELETROSUL	2, 4 e 8
ENERSUL	Não Faz
FURNAS	2 e 3
ITAIPU	2 e 4
LIGHT	3

O Quadro 6.2 mostra a periodicidade atualmente recomendada para alguns fabricantes de relés de proteção utilizados no sistema de proteção da ELETROSUL.

QUADRO 6.2: Periodicidade de Manutenção Preventiva de algumas tecnologias e fabricantes de relés de proteção utilizados na ELETROSUL

TECNOLOGIA	RELÉ	PERIODICIDADE EM ANOS
Eletromecânica	GE	2 *
	WECO	2 *
Semi-estática	ASEA	4
Estática (sem rotina de automonitoramento)	SIEMENS	4
Estática (com rotina de automonitoramento)	TOSHIBA	8
Digital	SCHWEITZER	Sem periodicidade definida

(*) A periodicidade dos relés de tecnologia eletromecânica da GE e WECO no período 1991 a 1995 era de 4 anos.

6.3 BANCO DE DADOS DE RELÉS DE PROTEÇÃO

Na ELETROSUL existem cerca de 6.100 relés distribuídos entre relés de proteção e controle, sendo que 4.878 se encontram em operação (CALDAS e CARVALHO, 2001).

a) Quantidade por tecnologia

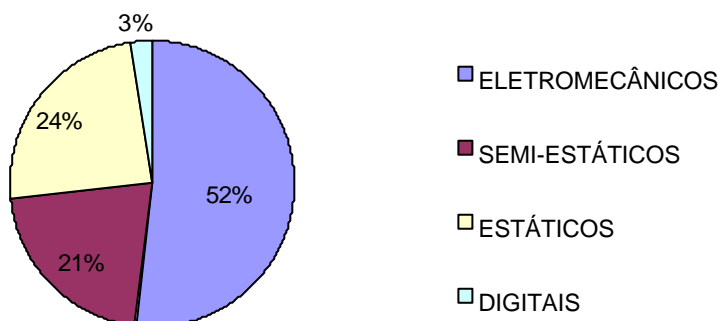
A tabela abaixo mostra a quantidade de relés em operação por tecnologia, além de apresentarem suas idades médias.

TABELA 6.1: Estratificação dos relés de proteção por tecnologia

TECNOLOGIA	QUANTIDADE DE RELÉS EM OPERAÇÃO	IDADE MÉDIA DOS RELÉS EM OPERAÇÃO
ELETROMECHANICA	2.529	22 a 26 anos
SEMI-ESTÁTICA ¹	1.040	15 a 21 anos
ESTÁTICA	1.180	15 a 21 anos
DIGITAL	129	*
TOTAL	4.878	

* Estes relés, por apresentarem tecnologia de ponta, são bastante recentes no sistema da ELETROSUL.

O Gráfico 6.1 mostra os percentuais dos relés que se encontram em operação no



sistema da ELETROSUL, diferenciados por tecnologia, onde observa-se que a maior parcela corresponde aos relés eletromecânicos (52%).

GRÁFICO 6.1: Percentual dos relés de proteção por tecnologia

b) Quantidade por fabricante

A Tabela 6.2 mostra a quantidade e o percentual de relés em operação por fabricante.

¹ Para relés semi-estáticos e estáticos, a idade média é calculada para os relés de fabricação ASEA, TOSHIBA e SIEMENS.

TABELA 6.2: Estratificação dos relés de proteção por fabricante

FABRICANTE	QUANTIDADE DE RELÉS EM OPERAÇÃO	PERCENTUAL DOS RELÉS EM OPERAÇÃO (%)
GENERAL ELECTRIC (GE)	1.394	28,6
TOSHIBA	1.069	21,9
ASEA	752	15,4
WESTINGHOUSE (WECO)	603	12,4
SIEMENS	226	4,6
BROWN BOVERI	216	4,4
OUTROS	129	12,7
TOTAL	4.878	100

Os relés de proteção da GE e WECO aplicados na proteção de linhas de transmissão, transformadores, barramentos, esquema de falhas de disjuntores associados à malha de 230 e 138kV, se constituem no grupo que possuem a maior média de idade, com cerca de 28 anos. As rotinas de manutenção preventiva e corretiva da ELETROSUL têm diagnosticado algumas anormalidades nos relés de proteção inspecionados pela empresa, sendo mais acentuadas nos relés eletromecânicos da GE e WECO, face também seu maior tempo em operação. Numa escala menor, mas de forma não menos preocupante, uma vez que há relés aplicados no sistema de 525kV, têm também sido detectadas algumas anormalidades nos relés de fabricação ASEA e TOSHIBA. Das anormalidades observadas nos relés de proteção, notadamente os de fabricação GE e WECO, são as mais acentuadas, decorrentes principalmente da perda de tolerância e da alteração de suas características, sendo inclusive, objeto de estudo desta dissertação².

c) Modelos de relés de proteção da GE e WECO que apresentaram problemas

A Tabela 6.3 mostra os relés e suas funções nas cadeias de proteção, que tem apresentado mais problemas no sistema elétrico da ELETROSUL.

² O Capítulo 5, apresenta uma síntese do estudo do defeito “fora de tolerância”, realizado por SILVEIRA e LUZ (2000), onde são analisados exclusivamente os relés da GE e WECO.

TABELA 6.3: Estratificação dos relés de proteção por fabricante, modelo e função

FABRICANTE	MODELO DE RELÉ EM OPERAÇÃO	FUNÇÃO (*)
GENERAL ELECTRIC (GE)	CEB	21S, 21-3 e 68
	CEX	Blinder
	CEY	21P, 21-1 E 21-2
	CEYG	21NP e 21N1
	CHC	50 e 50BF
	CLPG	67NP
	IAC	50/51
	JBCG	67N
	RPM/SAM	62BF e 2T2/2T3
WESTINGHOUSE (WECO)	IRD	67N
	KA	85
	KC	50
	KD	21P e 21-1
	KO	50N
	KRD4	67NP
	KS	68

(*) As descrições das funções de alguns modelos de relés de distância contidos nesta tabela estão detalhadas no ANEXO 1 desta dissertação.

A perda de tolerância e alterações de características destes relés pode levar a uma série de atuações indevidas, destacando-se entre elas:

- Falha da proteção de uma determinada linha ou equipamento, resultando na atuação desnecessária de outras linhas adjacentes, com riscos daí decorrentes, notadamente a perda de suprimento de energia;
- Atuação indevida de uma determinada proteção para defeitos externos à sua zona de atuação (sobre-alcance);
- Perda da função esperada, face à alteração das características de um determinado relé.

As anormalidades observadas e que por ventura alteram as características dos relés, são decorrentes de uma série de fatores, tais como: dificuldade de reposição de componentes, face aos seus tempos de vida; grau de obsolescência; vazamentos de capacitores; etc. Alguns destes problemas manifestaram-se desde o início da operação dos

relés, e foram solucionados parcialmente pelos fabricantes. Contudo, a crescente preocupação da ELETROSUL com o funcionamento adequado de suas cadeias de proteção, associados a possíveis penalidades advindas de saídas indevidas de linhas de transmissão (agravadas com eventuais cortes de cargas), leva a necessidade de alteração dos procedimentos de manutenção preventiva.

6.4 MODELOS DE CONFIABILIDADE UTILIZADOS PARA OS RELÉS DE PROTEÇÃO

Um Departamento de Engenharia de uma empresa deve estar apto para decidir: a frequência de inspeção; o tempo de reparo; a necessidade da execução de uma substituição, revisão ou reparos mínimos dos equipamentos³. Para responder estas questões é que são elaborados modelos de manutenção com o propósito de otimizar alguns objetivos tais como: maximização dos lucros, minimização dos tempos destinados a reparos e maximização da disponibilidade (ANDERS, 1990, p. 416).

Para determinação do intervalo ótimo entre as manutenções preventivas dos relés de proteção eletromecânicos, semi-estáticos, estáticos e digitais, podem foram utilizados dois modelos matemáticos que serão detalhados nas próximas seções desta dissertação.

Estes modelos visam alterar a periodicidade adotando novos intervalos entre inspeções, de forma a reduzir o risco de falha operacional por recusa (sub-alcance) ou atuação incorreta (sobre-alcance) do relé, no caso em que esses intervalos estejam muito longos, ou diminuir o gasto desnecessário do tempo e dinheiro destinado à manutenção preventiva (homem-hora), no caso de intervalos muito curtos. Portanto, o melhor intervalo pode ser escolhido de forma objetiva, conjugando-se fatores técnicos e econômicos, com o risco de falha operacional que a empresa está disposta a assumir⁴. Na Seção 6.7, a Tabela

³ Uma manutenção preventiva pode envolver somente reparos mínimos (neste caso a confiabilidade do sistema/componente é essencialmente a mesma que a imediatamente anterior à falha ou da ocorrência da manutenção) ou pode conduzir à renovação do componente/sistema (neste caso o equipamento será considerado “tão bom como um novo”).

⁴ Este risco é calculado a partir dos relatórios de Análises Estatísticas das Proteções das Linhas de Transmissão, Transformadores de Potência, Barramentos, Conversores de Frequência, Equipamentos de Compensação Reativa e Filtros de Harmônicos do Sistema de Transmissão da ELETROSUL, relativos ao período compreendido entre 1991 a 1999, emitido pelo Departamento de Operação do Sistema da ELETROSUL.

6.6, mostra os índices considerados aceitáveis, conforme critério do ONS para o comportamento dos relés de proteção. Para as atuações incorretas (sobre-alcance) ou recusas de atuação (sub-alcance), o risco máximo seria 6%. **O estudo assumiu um índice conservativo (a favor da segurança) de 3%.**

Função de automonitoramento (autosupervisão) de relés de proteção:

A autosupervisão (relés estáticos com rotina de automonitoramento ou digitais) inclui testes de memórias de chips, conversor A/D, fonte de alimentação, e memória de ajustes, monitorando estados do relé e sinalizando (através de LEDs instalados no relé), quando uma falha é detectada.

A função de automonitoramento permite aos relés detectarem as falhas de seus componentes antes da ocorrência de uma falha no sistema. Considerando que estes relés sinalizam quando uma falha interna ocorre (relé em estado de falha oculta), o tempo que os mesmos ficam em operação é significativamente reduzido, pois os mesmos podem ser reparados ou substituídos antes da manutenção preventiva. A facilidade de implementação dos recursos de automonitoramento tem sido apontada por muitos pesquisadores, como uma das grandes vantagens dos sistemas de proteção (BRANDÃO e SENGER, 1993).

As taxas de falha para os relés de tecnologia eletromecânica foram ou podem ser determinadas por duas metodologias (como será apresentado na Seção 6.5):

- a partir do histórico de dados coletados durante as manutenções preventivas (período 1991 a 2000), estima-se a “taxa de falha” ou “desajustes” (Hipótese 1 da Seção 6.5 desta dissertação);
- a partir dos dados dos relatórios referentes às Análises Estatísticas dos relés de proteções das Linhas de Transmissão pertencentes à Rede Básica, referente ao período 1991 a 1999 (Hipótese 2 da Seção 6.5 desta dissertação). Estes dados fornecerão o risco ou a probabilidade de falha múltipla referente aos agrupamentos ou relés de proteção correspondentes e as respectivas linhas de transmissão. A partir deste risco, conhecendo-se, a periodicidade de manutenção preventiva referente ao relé de proteção

(recomendada ou empregada na empresa) e a probabilidade de falha do equipamento protegido (linha de transmissão), determinam-se as respectivas taxa de falha, utilizando as equações matemáticas desenvolvidas para os modelos de confiabilidade (ver Seção 6.5.2).

As taxas de falha para os relés de tecnologia semi-estática e estática (sem rotina de automonitoramento) foram ou podem ser determinadas:

- a partir da experiência de técnicos e engenheiros da Área de Engenharia de Manutenção de Proteção da empresa, estimou-se a taxa de falha (Hipótese 1) Poderia-se ter sido determinada esta taxa considerando uma análise dos registros de dados históricos, mas simplificada utilizou-se critérios subjetivos;
- da mesma forma que fora feito para os relés de tecnologia eletromecânica, a partir dos dados dos relatórios referentes às Análises Estatísticas dos relés de proteções das Linhas de Transmissão pertencentes à Rede Básica, referente ao período 1991 a 1999 (Hipótese 2).

Para os relés de tecnologia estática (com rotina de automonitoramento) e digital as taxas de falha foram determinadas:

- a partir do intervalo médio entre as falhas dos relés (MTBF). Este dado é retirado dos Catálogos de Fabricantes dos relés de proteção.

A taxa de falha para o modelo de relé SEL-321 da SCHWEITZER (tecnologia digital) a ser analisado na Seção 6.10.1 desta dissertação, não foi obtida a partir de um banco de dados ou a partir de relatórios referentes às Análises Estatísticas dos relés de proteções, tendo em vista que estes relés são bastante recentes no sistema de proteção da ELETROSUL.

Nos estudos a seguir, consideraram-se dois modelos de confiabilidade, sendo que o Modelo de ANDERS se baseia num processo de Markov, onde esta sendo determinada a sua disponibilidade em função das taxas de falha do relé de proteção (λ) e da probabilidade de erro humano da rotina de manutenção (β). Por outro lado, o Modelo de ZIEGLER além

dos parâmetros acima, considera também a taxa de detecção de falhas pelo automonitoramento (α) e o número de manutenções preventivas efetuadas no relé desde a sua entrada em operação (N). Cabe salientar também, que o modelo de ANDERS para o cálculo da disponibilidade, leva em consideração o tempo decorrido entre o aparecimento da falha (falha oculta) e sua detecção (tempo T_f).

6.4.1 MODELO 1 (Modelo de ANDERS)

ANDERS (1990) salienta que um relé de proteção é um dispositivo por meio do qual um equipamento é operado quando se produzem variações nas condições deste equipamento ou do circuito em que ele está ligado, ou em outro equipamento ou circuito associado. O modelo matemático para a determinação do intervalo ótimo de inspeção, foi desenvolvido a partir da consideração de que o relé de proteção se encontra em “standby”⁵, cuja principal finalidade leva em consideração a maximização da disponibilidade. Em uma manutenção preventiva de um relé de proteção, as falhas podem ser descobertas e corrigidas e, após a execução da mesma o relé é classificado como “bom” ou “falhado”. Na maior parte dos modelos de inspeções adotados por ANDERS (1990, p. 425), assume-se que toda a falha será detectada pela inspeção, isto é a taxa de detecção de falhas pela rotina de manutenção é igual a 1.

As principais definições e hipóteses para a aplicação deste modelo serão as seguintes:

- a) $f(T_i)$ é a função densidade do tempo para a falha do relé de proteção.
- b) $R(T_i)$ é a função confiabilidade dos grupos/modelos de relé de proteção.
- c) As falhas dos grupos/modelos relés de proteção podem ser descritas a partir do modelo probabilístico exponencial para análise de tempo de falha, modelo este que utiliza a distribuição exponencial⁶.

⁵ Considera-se que o relé está em “standby” quando o mesmo se encontra em operação em estado de repouso e no aguardo de alguma ocorrência do sistema elétrico.

⁶ Para este modelo as taxas de falhas são consideradas constantes ao longo do tempo. Assume-se também, que o relé será considerado “tão bom como um novo”, se o mesmo não estava falhado ou se a falha ou o defeito for reparado durante a manutenção preventiva. No Capítulo 3, Seção 3.4.4 são descritas algumas equações de modelos probabilísticos ou distribuição de probabilidade tais como: distribuição exponencial, normal, etc.

Das equações 3.12 e 3.8 tem-se respectivamente $f(T_i) = \lambda e^{-\lambda T_i}$ e $R(T_i) = e^{-\lambda T_i}$, onde:

λ é a taxa de falha do grupo/modelo de relé de proteção

T_i é o tempo entre as manutenções preventivas para maximizar a disponibilidade dos equipamentos.

- d) A duração média dos tempos de reparo (T_r), pode ser desprezada, tendo em vista que os mesmos são bem menores do que os intervalos médios entre as manutenções preventivas.
- e) β é a probabilidade de erro humano da rotina de manutenção. Esta é a probabilidade de que a falha do relé não será descoberta em uma inspeção, sendo equivalente a $(1-\gamma)$, onde γ é a taxa de detecção de falhas pela rotina de manutenção.
- f) T_f é o tempo decorrido entre o aparecimento da falha no relé de proteção e sua detecção (falha oculta).
- g) A taxa de detecção de falhas pelo automonitoramento do relé de proteção (α), não foi considerada neste modelo⁷ (ANDERS, 1990).

6.4.1.1 CÁLCULO DA INDISPONIBILIDADE DOS GRUPOS/MODELOS DE RELÉS

No modelo de ANDERS (1990, p. 424) assume-se que a falha é descoberta durante N inspeções, sendo que N pode variar de 1 até ∞ . A disponibilidade do relé ($A(T_i)$) por unidade de tempo é uma função do intervalo entre as inspeções (manutenções preventivas). O modelo considera dois ciclos de operação para a descoberta da falha; o primeiro denominado de bom (ideal) – pois a falha é descoberta em uma única inspeção e o segundo denominado ruim – pois a falha leva N inspeções para ser descoberta.

⁷ Para os relés de tecnologia estática com rotina de automonitoramento e digital, aprimorou-se o modelo desenvolvido por ANDERS (1990), incluindo para este caso, o parâmetro α (taxa de detecção de falhas pelo automonitoramento) na equação de indisponibilidade. Devido à função de automonitoramento constante nos relés de proteção digitais e alguns relés de proteção estáticos, rotinas de manutenção tem que

A Figura 6.1 ilustra os dois ciclos de operação:

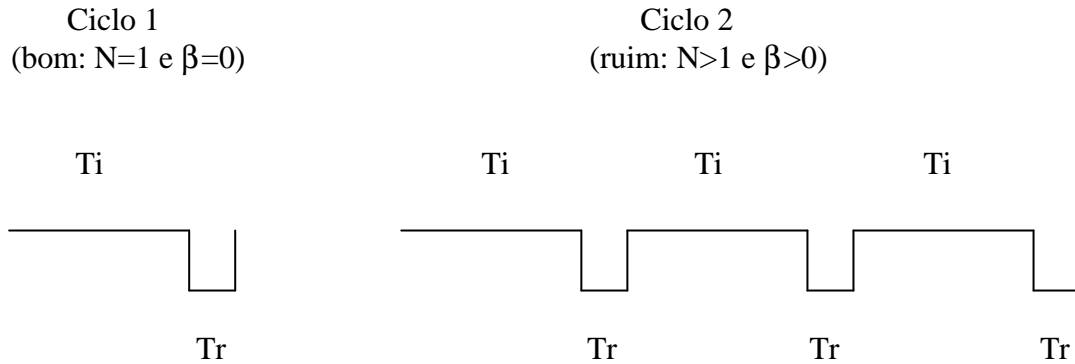


Figura 6.1: Ciclos de operação para a descoberta da falha

A expressão abaixo ilustra os ciclos de operação resultante para a descoberta da falha durante as manutenções preventivas.

$$\begin{array}{ccc}
 (Ti + Tr) R(Ti) + \sum_{n=1}^{\infty} b^{n-1} (1 - b) [(n-1)(Ti + Tr) + Ti + Tr + Tf] [1 - R(Ti)] & & \\
 \Downarrow & & \Downarrow \\
 \text{Sucesso} & & \text{Não sucesso} \\
 \text{(encontra a falha em} & & \text{(leva N-1 inspeções sem encontrar a falha)} \\
 \text{uma única inspeção)} & &
 \end{array}$$

Sendo que β (probabilidade de erro humano da rotina de manutenção) varia de 0 a 1.

$$\begin{aligned}
 (Ti + Tr) R(Ti) + \left[\frac{b}{(1-b)} (Ti + Tr) + Ti + Tr + Tf \right] [1 - R(Ti)] &= \\
 \frac{(Ti + Tr)[1 - bR(Ti)] + (1-b)Tf[1 - R(Ti)]}{(1-b)} &
 \end{aligned}$$

Dado que A (disponibilidade):

$$A(Ti)_R = \frac{\int_{-\infty}^{Ti} R(Ti) dTi (1 - \mathbf{b})}{(Ti + Tr)[1 - \mathbf{b}R(Ti)] + (1 - \mathbf{b})Tf[1 - R(Ti)]} \quad (6.1)$$

Assumindo-se distribuição exponencial, onde $f(Ti) = \lambda e^{-\lambda Ti}$ e $R(Ti) = e^{-\lambda Ti}$,

Logo:

$$A(Ti)_R = \frac{(1 - e^{-\lambda Ti})(1 - \mathbf{b})}{\mathbf{I} \{ (Ti + Tr)[1 - \mathbf{b}e^{-\lambda Ti}] + [1 - \mathbf{b}]Tf[1 - e^{-\lambda Ti}] \}} \quad (6.2)$$

Considerando $Tr = 0$ (tempo de reparo) resulta:

$$A(Ti)_R = \frac{(1 - e^{-\lambda Ti})(1 - \mathbf{b})}{\mathbf{I} \{ Ti[1 - \mathbf{b}e^{-\lambda Ti}] + [1 - \mathbf{b}]Tf[1 - e^{-\lambda Ti}] \}} \quad (6.3)$$

Constatou-se também que o modelo deveria incluir os dados de confiabilidade não apenas dos relés de proteção (para o nosso caso, pertencentes à Rede da ELETROSUL), mas também dos equipamentos protegidos, que para o caso estudado, eram as Linhas de Transmissão e de Transferência da empresa estudada, permitindo a escolha do melhor intervalo a partir do risco de falha múltipla que o estudo se dispôs a assumir (MOTTA, em 1999, apresentou um modelo de confiabilidade semelhante em seu trabalho).

O gráfico a seguir apresenta um levantamento teórico da curva de indisponibilidade dos grupos/modelos de relés em função do tempo (anos), considerando a probabilidade de erro humano da rotina de manutenção igual a 0% e 10% (respectivamente $\beta = 0$ e $\beta = 0,1$).

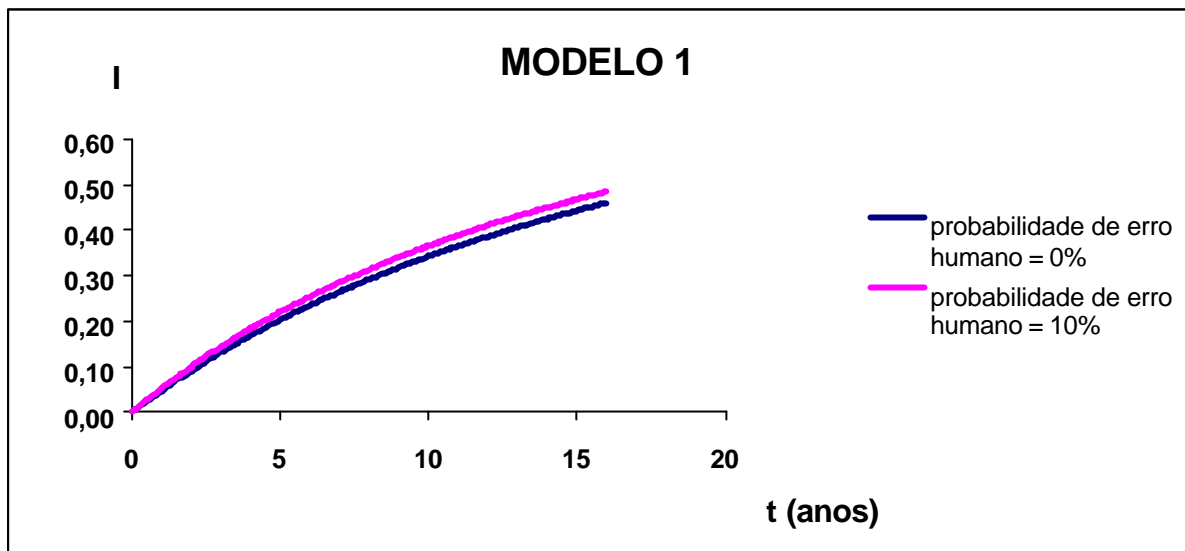


GRÁFICO 6.2: Curva teórica de indisponibilidade do grupo/modelos de relés em função do tempo, para probabilidade de erro humano igual a 0% e 10%

Verifica-se no Gráfico 6.2, a influência da probabilidade de erro humano da rotina de manutenção (β) ao longo do tempo, na curva de indisponibilidade dos grupos/modelos de relés, considerando o erro humano em 0% e 10% e taxa de falha igual a 5%.

6.4.1.2 MODELO 1: APLICADO PARA OS RELÉS SEM ROTINA DE AUTOMONITORAMENTO

Após a aplicação do Modelo 1, será determinado o intervalo ótimo entre as manutenções preventivas de alguns modelos de relés eletromecânicos da GE e WECO, onde poderá ser feita uma comparação com os resultados apresentados pelo estudo do defeito “fora de tolerância”, realizado por SILVEIRA e LUZ (2000), e apresentado no Capítulo 5 desta dissertação. Da mesma forma, será determinado também o intervalo ótimo entre as manutenções preventivas do modelo de relé estático – sem rotina de automonitoramento – 7SL32 da SIEMENS. Quanto à tecnologia digital, será determinada a periodicidade do modelo de relé SEL-321 da SCHWEITZER, todos pertencentes à Rede Básica da ELETROSUL. Após a determinação destas periodicidades, as mesmas serão comparadas com as periodicidades atualmente implantadas na empresa para estes modelos de relés. Estas análises fornecerão subsídios para determinar o intervalo ótimo entre as

manutenções preventivas para quaisquer relés de proteção de diferentes tecnologias (instalados na ELETROSUL ou em outras empresas do setor elétrico).

Equação da indisponibilidade resultante para relés sem automonitoramento

Para a implementação do Modelo 1, para os relés eletromecânicos, semi-estáticos e estáticos (sem automonitoramento), algumas considerações serão feitas:

- a) Considera-se, em média, em caso de falha oculta (relé em operação mas funcionando em estado de falha), meio intervalo de indisponibilidade, até a execução da manutenção preventiva, visto que a falha pode ter ocorrido em qualquer momento do intervalo entre as manutenções preventivas. Portanto, o tempo médio até o reparo dos relés de proteção, será considerado igual a meio intervalo de indisponibilidade ($T_f = \frac{1}{2} T_i$).
- b) Para relés eletromecânicos, semi-estáticos e estáticos (sem automonitoramento) a probabilidade de erro humano da rotina de manutenção (β), assume-se igual a 0% (modelo conservativo).
- c) Cabe salientar que o modelo desenvolvido a partir da bibliografia do ANDERS (1990), não considera a taxa de detecção de falhas pelo automonitoramento do relé de proteção. Para os relés de tecnologia estática com rotina de automonitoramento e digital, foi aprimorado o modelo, diferenciando-se apenas a inclusão do parâmetro α (taxa de detecção de falhas pelo automonitoramento) na equação de indisponibilidade (equação 6.5), como será visto na Seção 6.4.1.3 (Modelo 1 estendido).

Da equação 6.3 resulta:

$$A(T_i)_R = \frac{1 - e^{-\lambda T_i}}{\lambda \left[T_i + \frac{T_i}{2} (1 - e^{-\lambda T_i}) \right]} \quad (6.4)$$

onde:

T_i – intervalo entre as manutenções preventivas (meses);

λ – taxa de falha dos grupos/modelos de relés considerados.

A equação da indisponibilidade para os relés eletromecânicos, semi-estáticos e estáticos (sem automonitoramento) será:

$$I(Ti)_R = I - A(Ti)_R$$

$$I(Ti)_R = 1 - \frac{1 - e^{-ITi}}{I \left[Ti + \frac{Ti}{2} (1 - e^{-ITi}) \right]} \quad (6.5)$$

6.4.1.3 MODELO 1 ESTENDIDO: APLICADO PARA OS RELÉS COM ROTINA DE AUTOMONITORAMENTO

Com a finalidade de aplicar o Modelo 1 a relés estáticos e digitais os quais possuem rotinas de automonitoramento, fez-se uma extensão do Modelo 1, de modo a incluir o parâmetro α (taxa de detecção de falhas pelo automonitoramento) nas equações de disponibilidade e indisponibilidade dos relés de proteção, respectivamente equações 6.6 e 6.7, permitindo assim que se determine o intervalo ótimo entre as manutenções preventivas de alguns modelos de relés estudados nesta dissertação.

Equação da indisponibilidade resultante para relés com automonitoramento

$$A(Ti)_R = \frac{1 - e^{-(1-\alpha)ITi}}{(1-\alpha) I \left[Ti + \frac{Ti}{2} (1 - e^{-(1-\alpha)ITi}) \right]} \quad (6.6)$$

A equação da indisponibilidade para os relés eletromecânicos estáticos (com automonitoramento) e digitais será:

$$I(Ti)_R = 1 - \frac{1 - e^{-(1-\alpha)ITi}}{(1-\alpha) I \left[Ti + \frac{Ti}{2} (1 - e^{-(1-\alpha)ITi}) \right]} \quad (6.7)$$

onde:

Ti – intervalo entre as manutenções preventivas (meses);

λ – taxa de falha dos grupos/modelos de relés considerados;

∞ – taxa de rotina de automonitoramento do relé de proteção.

Para a determinação da periodicidade entre as manutenções preventivas dos relés de proteção a serem estudados nesta dissertação (relé digital SEL-321 da SCHWEITZER), considerou-se a taxa de rotina de automonitoramento de 90% (∞).

6.4.2 MODELO 2 (Modelo de ZIEGLER)

Segundo KOMM, WEBER, SCHWEITZER e HOU (1994), as metas principais para definir a periodicidade ótima de um relé de proteção é maximizar a disponibilidade e minimizar o risco de operação indevida. Relés convencionais não fornecem autosupervisão ou automonitoramento, contudo, uma rotina de teste é requerida para verificar a operação correta. Se um problema existe em um relé convencional (eletromecânico, semi-estático ou estático sem automonitoramento), os mesmos não serão detectados até que uma rotina de manutenção seja realizada ou o relé falhe para uma falta. A confiabilidade para o relé convencional é assim, altamente dependente da rotina de manutenção. A falha da proteção estática, com automonitoramento ou digital, também pode causar operação indevida do relé e operação incorreta para faltas, contudo, suas características não são afetadas, tendendo a ser bem menos significativas, pois sempre que uma falha ocorre no relé, a mesma é sinalizada de forma a permitir que o usuário identifique o problema durante a sua operação normal.

Testes ou Inspeções periódicas:

Em proteções mais antigas chamavam-se testes de manutenção, os testes realizados no sistema de proteção em momentos específicos durante o ciclo de vida instalado. Contudo, em sistemas de proteção digital não há virtualmente manutenção requerida, assim estes testes são agora chamadas inspeções periódicas. A necessidade e frequência de periodicidade de testes estão geralmente associadas com a intensidade do automonitoramento disponível no sistema de proteção. Um dos problemas básicos é como determinar esta intensidade. Considerando isto, diferentes procedimentos são possíveis

para determinar o intervalo de tempo: confiabilidade na manutenção, redução de custo, combinação com outros dados envolvendo manutenção baseada na condição, e investigando as adições necessárias a fim de atingir um nível zero de manutenção.

As principais suposições para a aplicação do Modelo 2 são as seguintes: (ZIEGLER, 1999, p. 304-305).

- a) $f(T_i)$ é a função densidade do tempo para a falha do relé de proteção.
- b) $R(T_i)$ é a função confiabilidade dos grupos/modelos de relé de proteção.
- c) As falhas dos grupos/modelos relés de proteção podem ser descritas a partir do modelo probabilístico exponencial para análise de tempo de falha, modelo este que utiliza a distribuição exponencial.

Das equações 3.12 e 3.8 tem-se respectivamente $f(T_i) = \lambda e^{-\lambda T_i}$ e $R(T_i) = e^{-\lambda T_i}$, onde:

λ é a taxa de falha do grupo/modelo de relé de proteção

T_i é o intervalo de tempo em que os equipamentos estão em operação.

- d) A duração média dos tempos de reparo (T_r), pode ser desprezada, tendo em vista que os mesmos são bem menores do que os intervalos médios entre as manutenções preventivas.
- e) β é a probabilidade de erro humano da rotina de manutenção. Esta é a probabilidade de que a falha do relé não será descoberta em uma inspeção, sendo equivalente a $(1-\gamma)$, onde γ é a taxa de detecção de falhas pela rotina de manutenção (da mesma forma que fora feito no Modelo 1, assume-se igual a 0%).
- f) A taxa de detecção de falhas pelo automonitoramento do relé de proteção (α), será considerada de 90%.
- g) O intervalo de inspeções periódicas (T), será considerado o tempo necessário entre as manutenções preventivas para maximizar a disponibilidade dos equipamentos.
- h) N é o número de manutenções preventivas já efetuadas nos grupos/modelos de relés desde a sua entrada em operação.

CÁLCULO DA INDISPONIBILIDADE DOS GRUPOS/MODELOS DE

RELÉS

ZIEGLER (1999, p. 305) salienta que as equações de indisponibilidade dos grupos/modelos de relés podem ser determinadas, levando em consideração alguns parâmetros importantes tais como: rotinas de manutenção e de automonitoramento. Cabe salientar também que este modelo, fornecerá embasamentos suficientes para a determinação da periodicidade de quaisquer tipos de relés de diferentes tecnologias. São quatro as equações de indisponibilidade desenvolvidas por ZIEGLER.

1) Sem rotina de automonitoramento e sem rotina de manutenção

$$I(Ti)_R = 1 - e^{-ITi} \quad (6.8)$$

2) Sem rotina de automonitoramento e com rotina de manutenção

$$I(Ti)_R = 1 - e^{-I(1-g)Ti} \cdot e^{-I g(Ti - NT)} \quad (6.9)$$

3) Com rotina de automonitoramento e sem rotina de manutenção

$$I(Ti)_R = 1 - e^{-I(1-a)Ti} \quad (6.10)$$

4) Com rotina de automonitoramento e com rotina de manutenção

$$I(Ti)_R = 1 - e^{-ITi(1-a)(1-g)} \cdot e^{-I(1-a)g(Ti - NT)} \quad (6.11)$$

Para implementar o modelo de confiabilidade 2 aos modelos de relés estudados nesta dissertação, duas considerações foram feitas:

- a) Consideração 1 - determinar a indisponibilidade e a probabilidade de falha múltipla (relé e linha de transmissão) levando em consideração que não será executada rotina de manutenção preventiva no relé. Esta consideração foi feita somente para os modelos de relés eletromecânicos da GE e WECO (Seção 6.8.1.7) e digital da SCHWEITZER (6.10.1.3), com o propósito de verificar que a evolução das probabilidades de falhas múltiplas não varia ao longo do tempo, ao comparar os resultados apresentados pelo Modelo 2 (sem rotina de manutenção) com o Modelo 2 (com rotina de manutenção e número de manutenções preventivas (N) igual a zero).

- b) Consideração 2 - determinar a indisponibilidade e a periodicidade ótima dos relés de proteção levando em consideração que será executada rotina de manutenção preventiva no relé.

O Gráfico 6.3, mostra o comportamento das curvas de indisponibilidade de um relé de proteção considerando as equações acima e as taxas de falha (λ), de detecção de falhas pelo automonitoramento (α) e de detecção de falhas pela rotina de manutenção (γ), respectivamente 30%, 90% e 100% (o intervalo de inspeções periódicas (T) são 2 anos). Já o Gráfico 6.4, mostra o comportamento da curva de indisponibilidade do mesmo relé em função do tempo (anos), com as mesmas condições definidas para o Gráfico 6.3 e considerando a taxa de detecção de falhas pela rotina de manutenção (γ) de 100% e 90%, ou seja, a probabilidade de erro humano da rotina de manutenção igual a 0% ($\beta = 0$) e 10% ($\beta = 0,1$). Através da análise dos resultados apresentados no Gráfico 6.4, verifica-se que os valores das indisponibilidades dos relés com rotina de manutenção e β igual a zero não varia ao longo do tempo. Observa-se graficamente também, para β igual a 0,1 (10%), que os valores das indisponibilidades sofrem um acréscimo ao longo do tempo.

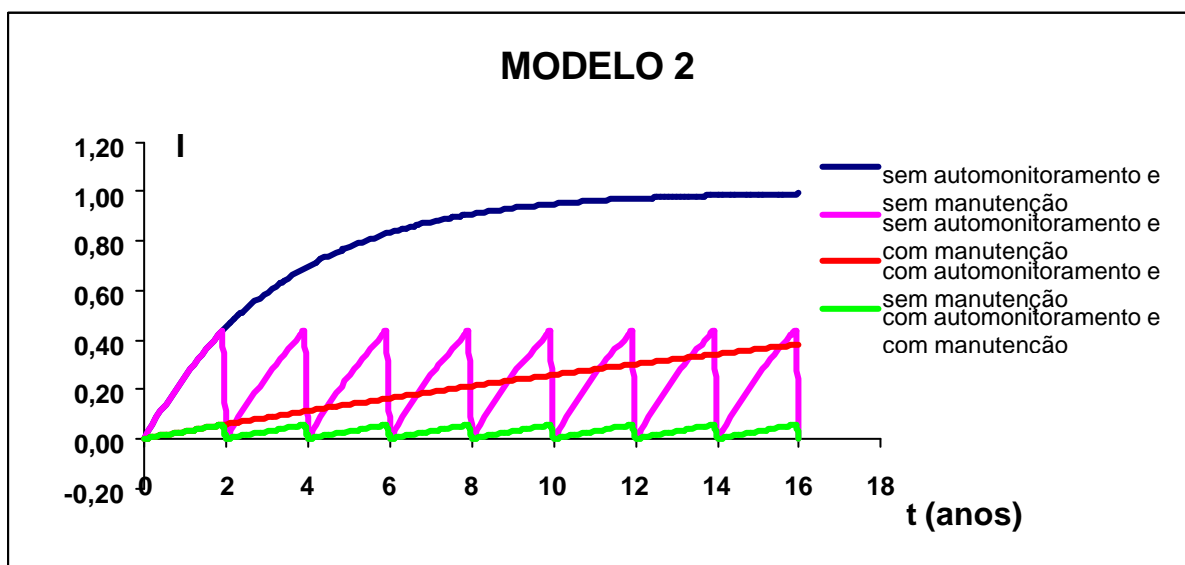


GRÁFICO 6.3: Curvas de indisponibilidade de um relé em função do tempo

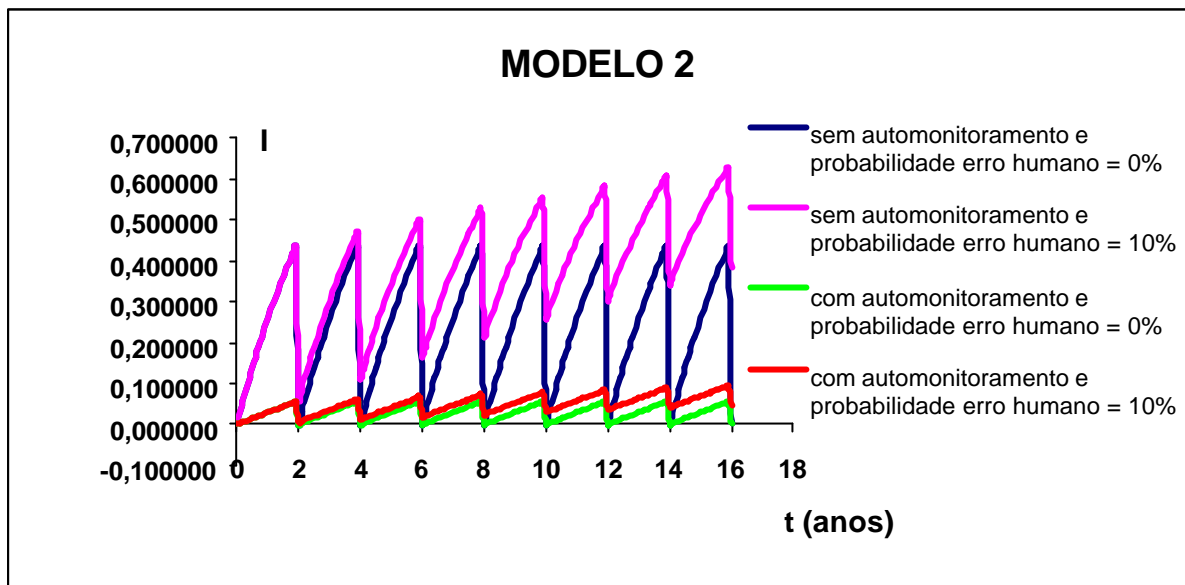


GRÁFICO 6.4: Curvas de indisponibilidade de um relé de proteção em função do tempo, com as probabilidades de erro humano das rotinas de manutenção iguais a 0% e 10%

6.5 HIPÓTESES APLICADAS AOS MODELOS DE CONFIABILIDADE

Para a aplicação dos modelos de confiabilidade (Modelos 1 e 2) e conseqüentemente, para determinar a periodicidade ótima entre as manutenções preventivas, foram consideradas duas hipóteses para obter a taxa de falha dos relés de proteção.

6.5.1 HIPÓTESE 1: TAXA DE FALHA ESTIMADA PARA OS GRUPOS/ MODELOS DE RELÉS DE PROTEÇÃO

A taxa de falha dos relés é conhecida e estimada a partir do histórico de dados coletados durante as manutenções preventivas (relés eletromecânicos); ou através da experiência de técnicos e engenheiros da Área de Engenharia de Manutenção de Proteção (relés estáticos sem rotina automonitoramento); ou a partir do intervalo médio entre as falhas dos relés (MTBF – relés digitais), sendo esta última retirada dos Catálogos de Fabricantes dos relés de proteção. Conhecendo-se a taxa de falha dos grupos/modelos de relés, calcula-se a indisponibilidade do referido grupo ou modelo ($I(Ti)_R$), a partir das

equações de indisponibilidades desenvolvidas na seção anterior (Modelos 1 e 2). Para a análise dos relés eletromecânicos (GE e WECO), extrapolou-se o conceito de defeito para falha, pois o relé será considerado em “estado de falha”, se qualquer uma das medidas encontradas nos três pontos centrais da curva característica das unidades do relé, estiverem fora dos limites estabelecidos pelos Manuais de Manutenção da ELETROSUL.

Não foram executadas análises para determinar as periodicidades de relés com tecnologia semi-estática e estática com rotina de automonitoramento, mas os procedimentos adotados para a obtenção destas periodicidades estão descritos a posteriori, respectivamente nas Seções 6.9.2 e 6.9.3 desta dissertação.

6.5.1.1 CÁLCULO DA PROBABILIDADE DE FALHA DO EQUIPAMENTO PROTEGIDO

Assumindo a distribuição exponencial, calcula-se esta probabilidade, tomando como base o tempo correspondente à indisponibilidade dos grupos/modelos de relés considerado no período analisado, a partir das seguintes equações:

$$R(Ti)_{EQ} = e^{-\lambda_{EQ} Ti_{EQ}} \quad (6.12)$$

$$F(Ti)_{EQ} = 1 - R(Ti)_{EQ} \quad (6.13)$$

onde:

$R(Ti)_{EQ}$ – confiabilidade do equipamento protegido;

$F(Ti)_{EQ}$ – probabilidade de falha do equipamento protegido;

Ti_{EQ} – tempo de indisponibilidade dos grupos/modelos de relés considerados no intervalo analisado;

λ_{EQ} – taxa de falha do equipamento protegido.

O tempo de indisponibilidade dos grupos/modelos de relés no intervalo analisado (Ti_{EQ}) é calculado a partir da seguinte equação:

$$Ti_{EQ} = I(Ti)_R \cdot Ti \quad (6.14)$$

onde $I(Ti)_R$ – indisponibilidade dos grupos/modelos de relés é conhecida.

As estimativas para $F(Ti)_{EQ}$ foram obtidas a partir das taxas de falha do equipamento protegido⁸ (Linha de Transmissão), retirado dos relatórios anuais emitidos pelo Departamento de Operação de Sistemas da ELETROSUL. Já as estimativas da $I(Ti)_R$ foram obtidas a partir das taxas de falha referente aos grupos/modelos de relés de proteção.

6.5.1.2 CÁLCULO DA PROBABILIDADE DE FALHA MÚLTIPLA

A falha múltipla corresponde à falha operacional (recusa ou a atuação incorreta) do relé, ou seja, a falha do relé na presença de uma demanda operacional. A probabilidade da ocorrência de falha múltipla no intervalo a ser analisado, será calculada a partir da seguinte equação (ver seção 6.7):

$$PFM = I(Ti)_R \cdot F(Ti)_{EQ} \quad (6.15)$$

6.5.2 HIPÓTESE 2: TAXA DE FALHA CALCULADA A PARTIR DA PERIODICIDADE E DA PROBABILIDADE DE FALHA MÚLTIPLA

A probabilidade de falha múltipla (falha de um agrupamento ou modelo de relé a ser analisado, conjuntamente com a falha do equipamento protegido – linha de transmissão), é obtida a partir dos dados dos relatórios emitidos pelo Departamento de Operação do Sistema – DOS e referentes à Análises Estatísticas de Desempenho dos Relés de Proteções das Linhas de Transmissão pertencentes à Rede Básica. A partir deste risco, conhecendo-se, a periodicidade de manutenção preventiva desses equipamentos (agrupamentos ou modelos de relés) e a probabilidade de falha do equipamento protegido, determinam-se as respectivas taxas de falha, utilizando-se as equações matemáticas de indisponibilidade desenvolvidas para os Modelos 1 e 2.

a) Para o Modelo de Confiabilidade 1

⁸ A Tabela 6.4 (Seção 6.6) apresenta os dados referentes às taxas de falhas dos equipamentos protegidos.

Da equação de indisponibilidade 6.5 aplicada aos relés eletromecânicos, semi-estáticos e estáticos (sem rotina de automonitoramento), resulta:

$$I(Ti)_R = I - A(Ti)_R = I - \frac{1 - e^{-ITi}}{I \left[Ti + \frac{Ti}{2}(1 - e^{-ITi}) \right]}$$

Desenvolvendo-se a equação acima obtêm-se:

$$I(Ti)_R = \frac{3ITi - ITi e^{-ITi} + 2e^{-ITi} - 2}{3ITi - ITi e^{-ITi}}$$

Das equações 6.12, 6.13, 6.14 e 6.15, resulta:

$$PFM = I(Ti)_R \cdot (1 - e^{-I_{EQ} Ti I(Ti)_R})$$

Definindo-se a indisponibilidade dos grupos/modelos de relés como função de (λTi) , tem-se:

$$I(Ti)_R = f(ITi), \text{ ou seja}$$

$$PFM = f(ITi) \cdot (1 - e^{-I_{EQ} Ti f(ITi)})$$

①

②

De ① resulta:

$$f(ITi) = \frac{(3ITi - 2)e^{ITi} - ITi + 2}{ITi(3e^{ITi} - 1)} \quad (6.16)$$

Do termo ②, $(1 - e^{-I_{EQ} Ti f(ITi)})$, onde:

$$h(ITi) = Ti \cdot f(ITi)$$

$$h(\mathbf{ITi}) = \frac{(3\mathbf{ITi}-2)e^{\mathbf{ITi}} - \mathbf{ITi} + 2}{\mathbf{I}(3e^{\mathbf{ITi}} - 1)} \quad (6.17)$$

Para $f(\lambda \mathbf{Ti})$ e $h(\lambda \mathbf{Ti})$ existirem $\Rightarrow \lambda \neq 0, \lambda \mathbf{Ti} \neq 0$ e $\lambda \mathbf{Ti} \neq \ln \frac{1}{3}$

Portanto:

$$PFM = f(\mathbf{ITi}) \cdot (1 - e^{-\mathbf{I}_{EQ} h(\mathbf{ITi})}) \quad (6.18)$$

Da equação acima, conhecendo-se a periodicidade entre as manutenções preventivas (\mathbf{Ti}), a taxa de falha do equipamento protegido (λ_{EQ}) e a probabilidade de falha múltipla (PFM)⁹, determina-se a taxa de falha do grupo/modelo de relé, através do Método da Bissecção, considerando um erro de 0,1% (equação válida para os relés sem rotina de automonitoramento – eletromecânicos, semi-estáticos e estáticos sem rotina de automonitoramento). Para os relés de tecnologia estática com rotina de automonitoramento e digital considera-se a mesma equação incluindo o parâmetro α (taxa de detecção de falhas pelo automonitoramento), ou seja, substituindo λ por $(1-\alpha) \cdot \lambda$.

b) Para o Modelo de Confiabilidade 2

Das equações de indisponibilidade 6.9 e 6.11, aplicada aos relés eletromecânicos, semi-estáticos, estáticos e digitais conjuntamente com a equação 6.15 e, conhecendo-se a periodicidade entre as manutenções preventivas (\mathbf{Ti}), a taxa de falha do equipamento protegido (λ_{EQ}), as taxas de detecção de falta pela rotina de manutenção e pelo automonitoramento do relé (correspondendo respectivamente aos parâmetros γ e α), e a probabilidade de falha múltipla (PFM)¹⁰, determina-se a taxa de falha do grupo/modelo de relé, através do Método da Bissecção.

⁹ A periodicidade entre a manutenção preventiva dos relés de proteção é definida em função do Quadro 6.2 (Seção 6.2). A taxa de falha do equipamento protegido é retirada da Tabela 6.4 (Seção 6.6). Já a probabilidade de falha múltipla é definida a partir dos Relatórios emitidos anualmente pelo Departamento de Operação do Sistema – DOS, que contém informações sobre as atuações das proteções. O ANEXO IX mostra os resultados encontrados para os modelos de relés analisados nesta dissertação.

¹⁰ Similarmente ao item “a”, obteve-se a periodicidade entre a manutenção preventiva dos relés de proteção do Quadro 6.2 (Seção 6.2). A taxa de falha do equipamento protegido é retirada da Tabela 6.4 (Seção 6.6).

- Para os relés eletromecânicos, semi-estáticos e estáticos (sem automonitoramento):

$$I(Ti)_R = 1 - e^{-I(1-g)} e^{-I g (Ti - NT)}$$

Considerando $\gamma = 1$ (taxa de detecção de falhas pela rotina de manutenção), resulta:

$$I(Ti)_R = 1 - e^{-I(Ti - NT)}$$

Das equações 6.12, 6.13, 6.14 e 6.15, obtêm-se:

$$PFM = (1 - e^{-I(Ti - NT)})(1 - e^{-IeqTi(1 - e^{-I(Ti - NT)})}) \quad (6.19)$$

- Para os relés estáticos (com automonitoramento) e digitais:

$$I(Ti)_R = 1 - e^{-I Ti (1-a)(1-g)} e^{-I(1-a)g(Ti - NT)}$$

Considerando $\gamma = 1$ (taxa de detecção de falhas pela rotina de manutenção), resulta:

$$I(Ti)_R = 1 - e^{-I(1-a)(Ti - NT)}$$

Das equações 6.12, 6.13, 6.14 e 6.15, obtêm-se:

$$PFM = (1 - e^{-I(1-a)(Ti - NT)})(1 - e^{-IeqTi(1 - e^{-I(1-a)(Ti - NT)})}) \quad (6.20)$$

Já a probabilidade de falha múltipla é definida a partir dos Relatórios emitidos anualmente pelo Departamento de Operação do Sistema – DOS, que contém informações sobre as atuações das proteções. Os parâmetros γ (taxa de detecção de falhas pela rotina de manutenção) e α (taxa de detecção de falhas pelo automonitoramento do relé de proteção), foram estimados respectivamente em 100% (correspondente a 1-probabilidade de erro humano da rotina de manutenção) e 90%.

Das equações acima (6.19 e 6.20), conhecendo-se a periodicidade entre as manutenções preventivas dos relés de proteção (T), a taxa de falha do equipamento protegido (λ_{EQ}) e a probabilidade de falha múltipla (PFM), determina-se a taxa de falha dos grupos/modelos de relés, através do Método da Bissecção.

6.6 TAXA DE FALHA DOS EQUIPAMENTOS PROTEGIDOS

A Tabela 6.4 apresenta os dados correspondentes às taxas de falha de alguns dos equipamentos protegidos referentes ao período de 1998 a 2000. Cabe salientar que estes dados foram obtidos dos relatórios retirados do Sistema OSO (Banco de Dados de Ocorrências no Sistema Operativo) da ELETROSUL e emitidos pelo Departamento de Operação de Sistemas. Este relatório contém as taxas de falha de equipamentos pertencentes ao Sistema de Transmissão da ELETROSUL, tais como: Banco de Capacitores, Compensadores, Reatores, Transformadores e Linhas de Transmissão.

TABELA 6.4: Taxa de falha dos equipamentos da ELETROSUL referente ao período 1998 a 2000

EQUIPAMENTO PROTEGIDO	TENSÃO DE OPERAÇÃO (kV)	TAXA DE FALHA			
		1998	1999	2000	λ_{EQ} média anual
Banco de Capacitores	138	0,0000	0,0000	1,0000	0,3333
	230	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Compensadores	14	0,3333	0,6667	0,0000	0,3333
Reatores	14	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	230	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	525	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
Transformadores	69	0,0000	0,3333	0,0000	0,1111
	138	0,0000	0,0000	0,0769	0,0256
	230	0,0769	0,0769	0,0769	0,0769
	440	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	525	0,4000	0,5455	0,1667	0,3636
Linhas de Transmissão	69	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	132	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000
	138	0,3158	0,4000	0,6500	0,4576

	230	0,1111	0,0541	0,1351	0,1000
	525	0,1176	0,0000	0,2222	0,1154

A taxa média anual para um equipamento protegido, correspondente ao período 1998 a 2000, pode ser calculada a partir da seguinte equação:

$$I_{EQ} \text{ média anual} = \frac{\sum \text{número de falhas no período}}{\sum \text{número de equipamentos sujeito a falhas no período}} \quad (6.21)$$

Por exemplo, durante o período 1998 a 2000, ocorreram 11 falhas em 110 terminais de linhas de transmissão 230kV, logo a sua taxa média anual será calculada a partir da equação 6.21:

$$I_{LT \ 230 \ kV} = \frac{11}{110} = 0,1000 \text{ falhas/ano} \qquad I_{LT \ 230 \ kV} = \frac{11}{110} = 10\% \text{ falhas/ano}$$

As quantidades de falhas ocorridas nos equipamentos constam nos relatórios emitidos pelo Departamento de Operação de Sistemas, durante o período 1998 a 2000.

6.7 FALHA MÚLTIPLA DOS RELÉS DE PROTEÇÃO

A falha múltipla corresponde à falha operacional por recusa (sub-alcance) ou a atuação incorreta (sobre-alcance) do relé, ou seja, a falha do relé na presença de uma demanda operacional. Os dados foram coletados dos Relatórios emitidos anualmente pelo Departamento de Operação do Sistema – DOS, contendo informações sobre as atuações das proteções¹¹ ocorridas durante o período compreendido entre 1991 a 1999, e outros equipamentos, tais como Linhas de Transmissão, Transformadores, Reatores, etc. O ANEXO IX mostra os resultados apresentados durante o período, para os modelos de relés analisados nesta dissertação.

¹¹ Estes relatórios contêm informações relevantes sobre as atuações do sistema/relés de proteção, objetivando antever, diagnosticar e relacionar as providências tomadas com relação a proteção de equipamentos pertencentes a ELETROSUL. Através dos mesmos, pode-se obter dados para o gerenciamento das proteções em operação, bem como fornecer subsídios para as áreas de manutenção, planejamento e engenharia.

As tabelas a seguir (6.5 e 6.6) apresentam os limites considerados aceitáveis, conforme os critérios do ONS¹² – Operador Nacional do Sistema – para o comportamento dos relés e sistema de proteção. A Tabela 6.5 apresenta os critérios e índices padrões aceitáveis para o comportamento global do sistema de proteção, por terminal de proteção, já a Tabela 6.6 apresenta os critérios para o comportamento dos relés de proteção (excluindo atuações decorrentes de fatores externos ao relé).

TABELA 6.5: Critérios adotados pelo ONS para as atuações dos sistemas de proteção

ATUAÇÕES	CRITÉRIOS
Corretas	Superior a 85% das solicitações
Incorretas	Inferior a 5% das solicitações
Recusa	Inferior a 0,5% das solicitações
Acidentais (Intempestivas)	Inferior a 0,3 atuação acidental por sistema de proteção/ano, isto é, 3 atuações em 10 anos de operação do sistema de proteção

TABELA 6.6: Critérios adotados pelo ONS para as atuações dos relés de proteção

ATUAÇÕES	CRITÉRIOS
Corretas	Superior a 90% das solicitações
Incorretas	Inferior a 3,5% das solicitações
Recusa	Inferior a 2,5% das solicitações
Acidentais (Intempestivas)	Inferior a 0,1 atuação acidental por relé de proteção/ano, isto é, 1 atuação em 10 anos de operação do relé de proteção

Os conceitos referentes às atuações corretas, incorretas, acidentais e recusas de atuação constam no Glossário desta dissertação. Para as atuações incorretas (sobre-alcance) ou recusas (sub-alcance), o risco máximo para os relés de proteção seria de 6%. Portanto, no caso deste estudo o mesmo assumiu um **índice conservativo de 3%**.

6.8 RELÉS DE PROTEÇÃO ELETROMECHANICOS

¹² Os critérios do ONS para avaliação do desempenho da proteção, foram retirados do “Relatório de Análises Estatísticas do Desempenho das Proteções do Sistema Elétrico Brasileiro”, referente ao ano de 1998.

Os primeiros relés utilizados para proteção em sistemas elétricos eram construídos com partes eletromecânicas tais como: molas, discos, bobinas e outras partes móveis dentro de um mecanismo de relojoeiro. Uma das características principais destes relés é que os mesmos são muito grandes, volumosos e, embora confiáveis, necessitam freqüentes manutenções preventivas e periódicas para checar seus contatos e calibração (BRANDÃO e SENGER, 1993).

Os relés convencionais não possuem rotinas de autosupervisão ou automonitoramento, contudo, rotinas de testes (manutenções preventivas) são requeridas para verificar a sua atuação correta, sendo que os problemas não serão detectados até que estas rotinas sejam realizadas ou até que o relé falhe para uma falta operacional, logo, para relés de tecnologia eletromecânica, a sua confiabilidade é altamente dependente da freqüência da rotina de manutenção, sendo que o grau de deterioração de seus componentes são facilmente mensuráveis (KOMM, WEBER, SCHWEITZER e HOU, 1994).

Esta seção está subdividida em dois itens. O primeiro item (6.8.1), dedicado exclusivamente aos relés eletromecânicos de fabricação GE e WECO, objetivando determinar a periodicidade entre as manutenções preventivas desses modelos de relés. Já o segundo item (6.8.2), dedica-se aos procedimentos a serem adotados para determinar a periodicidade dos relés eletromecânicos de outros modelos do mesmo fabricante ou de fabricantes diferentes.

6.8.1 RELÉS DE PROTEÇÃO ELETROMECÂNICOS DA GENERAL ELECTRIC E WESTINGHOUSE

6.8.1.1 INTRODUÇÃO

Esta seção objetiva determinar matematicamente, através dos modelos de confiabilidade, a periodicidade de manutenção preventiva para os relés de proteção de distância eletromecânicos de fabricação GE e WECO durante dois períodos distintos (1991 a 1995 e 1996 a 2000), tendo em vista que será possível fazer algumas comparações com

as periodicidades indicadas pela Engenharia de Manutenção de Proteção em 1994 e pelo estudo do defeito “fora de tolerância”, realizado por SILVEIRA e LUZ em 2000¹³.

Após uma análise mais aprofundada dos dados coletados durante as inspeções ou estatisticamente através de relatórios contendo informações sobre as atuações das proteções durante o período 1991 a 2000, será possível afirmar que há uma situação de risco, principalmente, porque estes relés são de tecnologia obsoleta, em operação há mais de 25 anos e que apresentam um defeito crônico, o qual pode levar a atuações não corretas, comprometendo a confiabilidade do Sistema de Proteção¹⁴. Atualmente esta tecnologia é composta por um universo de 2.529 relés de proteção (CALDAS e CARVALHO, 2001), mas o alvo principal desta análise, envolverá somente os relés de distância, pertencentes aos sistemas de proteção Primária e Secundária, dos *bays* das Linhas de Transmissão e de Transferência 230kV da ELETROSUL.

A Seção 6.8.1.5 englobará o período compreendido entre 1991 a 2000, onde serão analisados globalmente os relés encontrados fora dos limites estabelecidos (relés desajustados), apresentados no período considerado, mostrando a percentagem e a quantidade de desajustes apresentados por fabricantes e por modelos de relés. Na Seção 6.8.1.6 será feita uma análise dos dados coletados durante o período 1991 a 1995, e com os resultados obtidos serão determinados os agrupamentos ideais (por fabricante ou independente de fabricante), através da realização de testes de igualdade de proporções de relés desajustados. A Seção 6.8.1.7 possibilitará ao aplicar os modelos matemáticos de confiabilidade 1 e 2, determinar o intervalo ótimo entre as manutenções preventivas para o grupo de relés composto pelos modelos da GE e WECO (independente do fabricante). Já na Seção 6.8.1.8, adotaram-se o mesmo procedimento adotado na seção 6.8.1.7, diferenciando apenas a composição dos grupos de forma dependente: grupo 1, composto pelos modelos de relés da GE e, grupo 2 compostos pelos modelos de relés da WECO. Em seguida, será feita uma comparação com o período de 2 anos, determinado na época¹⁵, pela experiência de técnicos e engenheiros das Áreas de Engenharia de Manutenção de Proteção

¹³ Os resultados deste estudo são apresentados no Capítulo 5 desta dissertação.

¹⁴ Cabe salientar que a maior parte dos relés de tecnologia eletromecânica em operação, está protegendo as instalações do Setor de 230kV, pertencentes à Rede Básica.

¹⁵ A necessidade da mudança da periodicidade, após o ano de 1994, já foi descrita no Capítulo 5, Seção 5.2.

(Seção 6.8.1.9). Já na Seção 6.8.1.10, será feita uma análise dos dados coletados durante o período 1996 a 2000 (correspondente ao intervalo subsequente à mudança da periodicidade após o ano de 1995 de 4 para 2 anos) e similarmente ao que foi feito na Seção 6.8.1.6, após aplicações dos modelos desenvolvidos, serão determinadas as periodicidades ótimas para a manutenção preventiva para os grupos de relés considerados (Seções 6.8.1.11 e 6.8.1.12). Estas periodicidades serão comparadas com os resultados encontrados do estudo do defeito “fora de tolerância”, realizado por SILVEIRA e LUZ (2000) (Seção 6.8.1.13) e apresentado em síntese no Capítulo 5 desta dissertação. Segundo o estudo, a periodicidade entre as manutenções preventivas, dos modelos de relés GE e WECO deveriam continuar em 2 anos, o que será comprovado nesta dissertação.

6.8.1.2 SELEÇÃO DA AMOSTRA

A amostra selecionada baseou-se em estratificações dos dados referentes às manutenções preventivas dos relés de proteção de distância da GE e WECO, pertencentes às Linhas de Transmissão e de Transferência 230kV da empresa estudada, realizadas durante o período de 1991 a 2000. Foram inspecionados 570 relés eletromecânicos, cujos modelos estão descritos no ANEXO V desta dissertação. A análise dos dados será feita em duas etapas, conforme descrito na seção anterior. O objetivo principal destas análises foi obter uma visão geral do problema, possibilitando desta forma, retirar conclusões mais aprofundadas a respeito do assunto.

A manutenção preventiva de um relé de proteção é composta basicamente, de um conjunto de ensaios para verificar se os seus diversos ajustes estão corretos. Caso seja encontrada alguma anormalidade, ou desajuste no relé, o mesmo é reajustado, ou reparado, se for o caso. Em uma manutenção preventiva são executadas medidas nos três pontos centrais dos relés (correspondendo ao ângulo de máxima sensibilidade – ângulo entre a tensão e a corrente – e aos ângulos $+30^\circ$ e -30° , definidos pela Engenharia de Manutenção de Proteção em relação ao ângulo de máxima sensibilidade), e se pelo menos uma dessas medidas estiver fora do limite estabelecido, o relé será considerado defeituoso ou desajustado.

6.8.1.3 ANÁLISE ESTATÍSTICA DOS RELÉS

Extrapolando o conceito de defeito para o de falha, a análise consiste basicamente em identificar se um relé encontra-se desajustado ou não. Esta análise foi realizada com a finalidade de responder a seguinte pergunta: no caso de uma demanda operacional, a perda da função testada durante os ensaios¹⁶, será que impediria a atuação do relé de forma correta? Será que estes desajustes estão comprometendo a confiabilidade do sistema de proteção, ocasionando sobre-alcance ou recusa de atuação nos relés de proteção? Será que a análise dos dados (taxas de falha dos agrupamentos ou modelos de relés) deverá ser feita conjuntamente (GE/WECO) ou deverá ser dividida por fabricante?

Os resultados referentes à análise dos dados estatísticos durante o período 1991 a 2000, mostra que 85% dos relés GE e 92% dos relés WECO foram encontrados desajustados, isto é, estavam operando fora da faixa de ajuste estabelecida pelos fabricantes. Executaram-se neste período um total de 4.483 medidas do total de 570 relés de distância analisados, sendo que 59,58% destas medidas foram executadas nos relés GE e o restante nos relés WECO (ver ANEXOS V e VI).

6.8.1.4 ANÁLISE DOS DADOS DE MANUTENÇÃO PREVENTIVA

São realizadas manutenções preventivas periódicas nos relés de proteção, com o propósito de identificar e sanar possíveis anormalidades que possam vir a comprometer a confiabilidade do sistema de proteção. Durante as manutenções preventivas são verificados os valores de *pick-up*, das temporizações e dos ângulos de fase, com o propósito de relacionar a operação dos relés no limiar correto, fazendo com que o mesmo opere de forma seletiva e coordenada no sistema de proteção. Um relé opera no limiar correto, quando opera no valor correto para o qual foi ajustado; opera de forma seletiva, quando responde corretamente às perturbações ocorridas em sua zona de proteção, isolando somente a parte da rede onde encontra a falha; e, um relé opera de forma coordenada,

¹⁶ Estes ensaios visavam identificar a ocorrência de desajustes nos relés inspecionados, ou seja, identificar quais relés estava fora dos limites estabelecidos pelos fabricantes.

quando atua no tempo certo em relação às temporizações dos outros dispositivos do sistema de proteção (MOTTA, 1999).

6.8.1.5 ANÁLISE INDEPENDENTE DO FABRICANTE NO PERÍODO 1991 A 2000

Foram consideradas neste período somente as falhas devido aos desajustes dos relés de proteção, tendo em vista que, o número de falhas operacionais – ocasionadas por recusas de atuações (sub-alcances) ou atuações incorretas (sobre-alcances), falhas de segurança – ocasionada por trip e falhas acidentais aconteceram com um índice bem inferior que as falhas levantadas durante as manutenções preventivas. Embora exista um percentual muito alto de relés funcionando com a curva característica fora dos limites estabelecidos, ou seja, relés defeituosos, houve poucas ocorrências (solicitações ocasionadas por saídas das linhas de transmissão) que pudessem causar o comprometimento da seletividade do sistema elétrico.

A) PERCENTUAL DE RELÉS POR QUANTIDADE DE DESAJUSTES POR FABRICANTES E MODELOS DE RELÉS NO PERÍODO CONSIDERADO

As tabelas a seguir (6.7 e 6.8) mostram as quantidades de desajustes, diferenciadas no período, identificando o percentual de relés por número de desajustes apresentados para os modelos de relés da GE e WECO.

TABELA 6.7: Percentual de relés da GE por quantidade de desajustes

Modelos de Relés	Total de Desajustes no período					
	0	1	2	3	4	Total de Relés
GCXY11	0,00%	16,67%	83,33%	0,00%	0,00%	6
CEB52	3,64%	25,45%	58,18%	9,09%	3,64%	55
GCG51	0,00%	25,81%	25,81%	32,26%	16,13%	31
CEYG52	6,85%	26,03%	43,84%	21,92%	1,37%	73
CEY52	5,62%	21,35%	50,56%	19,10%	3,37%	89
CEY51	13,33%	37,78%	33,33%	15,56%	0,00%	45
CEB51	32,56%	27,91%	34,88%	4,65%	0,00%	43
CEX17	51,61%	32,26%	9,68%	6,45%	0,00%	31

CEYG51	56,52%	26,09%	17,39%	0,00%	0,00%	23
--------	--------	--------	--------	-------	-------	----

TABELA 6.8: Percentual de relés da WECO por quantidade de desajustes

Modelos de Relés	Total de Desajustes no período					
	0	1	2	3	4	Total de Relés
KD4	1,85%	24,07%	46,30%	27,78%	0,00%	54
KD41	6,06%	24,24%	27,27%	36,36%	6,06%	33
KD10	2,56%	25,64%	51,28%	17,95%	2,56%	39
KD11	7,14%	21,43%	64,29%	7,14%	0,00%	14
KS	26,47%	23,53%	47,06%	2,94%	0,00%	34

B) ANÁLISE DOS DESAJUSTES POR FABRICANTES E MODELOS DE RELÉS NO PERÍODO CONSIDERADO

As tabelas a seguir (6.9 e 6.10) mostram o percentual de relés encontrados fora dos limites estabelecidos, para os modelos de relés da GE e WECO. A última coluna das tabelas representa as taxas de desajuste específicas para cada modelo de relé. Esta taxa é calculada a partir da seguinte equação:

$$I_D = \frac{\sum RELÉS\ NÃO\ OK}{\sum RELÉS\ INSPECIONADOS} \quad (6.22)$$

onde:

λ_D - taxa média de desajustes por ano para os modelos/grupos de relés

Σ RELÉS NÃO OK – número de relés encontrados fora dos limites estabelecidos para os modelos/grupos de relés durante o período considerado

Σ RELÉS INSPECIONADOS – número de relés inspecionados para os modelos/grupos de relés durante o período considerado

TABELA 6.9: Proporção de desajustes por modelos de relés da GE

Modelos de	Período considerado
------------	---------------------

Relés	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	λ_D
GCXY11	*	*	*	*	0,50	*	0,56	*	*	*	0,52
CEB52	0,50	0,38	0,64	0,69	0,79	0,62	0,63	0,20	0,33	0,33	0,57
GCXG51	0,57	0,50	0,40	0,56	0,47	0,64	0,50	0,57	*	0,60	0,52
CEYG52	*	0,60	0,88	0,71	0,56	0,58	0,37	0,42	0,58	0,40	0,58
CEY52	0,45	0,57	0,48	0,68	0,77	0,59	0,56	0,39	0,40	0,28	0,56
CEY51	0,67	0,63	0,42	0,50	0,56	0,36	0,50	0,32	0,33	0,50	0,45
CEB51	0,75	0,75	0,50	0,56	0,78	0,40	0,63	0,23	0,33	0,33	0,51
CEX17	0,33	*	0,00	0,43	0,00	0,36	*	0,56	*	1,00	0,41
CEYG51	0,00	0,33	0,00	0,33	0,17	0,24	0,00	0,13	0,00	0,00	0,21

TABELA 6.10: Proporção de desajustes por modelos de relés da WECO

Modelos de Relés	Período considerado										
	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	λ_D
KD4	0,50	0,50	0,56	0,51	0,37	0,41	0,43	0,39	0,29	1,00	0,43
KD41	0,67	0,50	0,50	0,46	0,42	0,44	0,32	0,32	0,47	1,00	0,43
KD10	*	0,50	0,50	0,50	0,33	0,47	0,14	0,36	0,44	0,38	0,43
KD11	*	*	0,50	0,38	0,50	0,47	0,00	0,29	0,50	0,40	0,39
KS	0,00	*	0,40	0,57	0,45	0,42	0,55	0,19	0,25	0,00	0,40

(*) – O asterisco corresponde aos anos em que não foram executadas inspeções.

O ANEXO X mostra os gráficos referentes ao percentual de desajustes por modelo de relé durante o período 1991 a 2000. Já o ANEXO V desta dissertação, apresenta os dados referentes às quantidades de relés inspecionados e encontrados fora dos limites estabelecidos (RE NÃO OK), durante o período compreendido entre 1991 a 2000.

Através de uma análise preliminar das tabelas e gráficos (apresentados nesta seção e ANEXOS desta dissertação), pode-se concluir que a redução da periodicidade de quatro para dois anos em 1994, não eliminou o percentual de desajustes para os modelos de relés de proteção, mas de uma forma geral, conseguiu reduzir o número de desajustes¹⁷. Observa-se também, em vários modelos um crescimento percentual no ano de 2000, caracterizando-se de fato um problema crônico dos relés de proteção.

¹⁷ Redução média de 10% no percentual de relés desajustados (referente ao somatório de todos modelos de relés da GE e WECO). No 1º período inspecionaram-se 945 relés, sendo 53,86% encontrados fora dos limites estabelecidos. No 2º período, foram inspecionados 1033 relés, sendo que 43,37% encontraram-se fora dos limites estabelecidos (ver ANEXOS III e V desta dissertação).

6.8.1.6 ANÁLISE NO PERÍODO 1991 A 1995 PARA OS RELÉS DA GE E WECO

A Tabela 6.11 apresenta o percentual de relés encontrados fora dos limites estabelecidos para os modelos de relés da GE e WECO, bem como as taxas de desajuste referentes à cada modelo durante o período considerado.

TABELA 6.11: Proporção de desajustes por modelos de relés da GE e WECO (91-95)

Fabricantes	Modelos de Relés	Período considerado					
		1991	1992	1993	1994	1995	λ_{GR}
GE	GCXY11	*	*	*	*	0,50	0,50
	CEB52	0,50	0,38	0,64	0,69	0,79	0,65
	GCXG51	0,57	0,50	0,40	0,56	0,47	0,48
	CEYG52	*	0,60	0,88	0,71	0,56	0,68
	CEY52	0,45	0,57	0,48	0,68	0,77	0,64
	CEY51	0,67	0,63	0,42	0,50	0,56	0,52
	CEB51	0,75	0,75	0,50	0,56	0,78	0,62
	CEX17	0,33	*	0,00	0,43	0,00	0,36
WECO	CEYG51	0,00	0,33	0,00	0,33	0,17	0,26
	KD4	0,50	0,50	0,56	0,51	0,37	0,46
	KD41	0,67	0,50	0,50	0,46	0,42	0,48
	KD10	*	0,50	0,50	0,50	0,33	0,48
	KD11	*	*	0,50	0,38	0,50	0,42
	KS	0,00	*	0,40	0,57	0,45	0,48

(*) – O asterisco corresponde aos anos em que não foram executadas inspeções.

O objetivo desta análise é determinar, para o período 1991 a 1995, os agrupamentos de relés considerados ideais, utilizando-se testes especiais de significância, para possibilitar a determinação da periodicidade ótima entre as manutenções preventivas dos grupos de relés de proteção. Primeiramente serão agrupados os modelos de relés que possuem níveis de taxas de desajustes semelhantes, independentemente do fabricante utilizado e, após a aplicação do teste de igualdade de proporções, determinam-se os agrupamentos ideais, considerando um nível de significância de 1%. Numa etapa subsequente, agrupam-se os

modelos de relés por fabricantes¹⁸, calculando-se suas respectivas taxas de desajuste. Aplica-se o teste de igualdade de proporções, entre os agrupamentos compostos pelos modelos de relés da GE e WECCO, verificando-se que a hipótese nula, entre esses agrupamentos, fora rejeitada. Para estes testes consideraram também, um nível de significância de 1%.

TESTE DE IGUALDADE DE PROPORÇÕES DE DESAJUSTES

Independente do fabricante (GE e/ou WECCO):

A partir dos resultados apresentados na Tabela 6.11, foram agrupados preliminarmente os modelos de relés em 3 grupos. O primeiro grupo, considerou-se os modelos de relés da GE (GCXY11, CEB52, GCXG51, CEYG52, CEY52, CEY51, CEB51 e CEX17), que apresentaram proporções de desajustes significativos. O segundo grupo é composto por um único modelo de relé (CEYG51), visto que, o mesmo apresentou uma proporção de desajuste relativamente baixo, em comparação com outros modelos do mesmo fabricante. Este modelo de relé apresentou um percentual de desajustes inferior ao dos demais, pois o mesmo não possui capacitor, portanto, não sendo susceptível a transitórios, provenientes de “chaveamentos” ocorridos durante as manobras de equipamentos tais como disjuntores e seccionadoras¹⁹. O último grupo de relés é constituído pelos modelos de relés da WECCO, cujas proporções de desajustes apresentam resultados semelhantes (KD4, KD41, KD10, KD11 e KS).

O teste de hipótese é que haveria diferença nas proporções de desajustes dos 3 grupos de relés analisados. Os parâmetros de interesse para este teste de proporção são, portanto, p_1 , p_2 e p_3 , sendo respectivamente as proporções de desajustes dos grupos de relés 1, 2 e 3. Foram testadas as seguintes hipóteses:

H0: $p_1=p_2=p_3$ (as proporções de desajustes são iguais)

H1: $p_1 \neq p_2 \neq p_3$ (as proporções de desajustes não são iguais)

¹⁸ Atualmente na ELETROSUL, as periodicidades entre as manutenções preventivas dos relés de proteção são determinadas para cada fabricante (ver Seção 6.2 – Quadro 6.2).

Utilizaram-se testes especiais de significância que envolve diferenças de proporções (SPIEGEL, 1978, p. 304). A tabela a seguir mostra os valores encontrados para este teste, considerando um nível de significância de 1% (teste bilateral).

TABELA 6.12: Teste de hipótese de igualdade de proporções de desajustes para os grupos 1, 2 e 3, com valores críticos ($Z_{\text{crítico}} = 2,58$ (91-95))

GRUPO	λ_D período ²⁰	η %	Z	
1	0,59	<0,01	1-2	3,86
2	0,26	<0,01	1-3	3,45
3	0,47	>0,01	2-3	2,40

Por exemplo, considerando-se que foram inspecionados 597 relés referentes ao grupo 1 e, encontraram-se cerca de 59% fora dos limites estabelecidos (352 relés), e 35 relés do grupo 2, com 26% (9 relés) deles encontrados desajustados. Os valores dos parâmetros de proporções (p e q), correspondentes aos grupos 1 e 2 serão (SPIEGEL, 1978, p. 304):

$$p = \frac{597 \times 0,59 + 35 \times 0,26}{597 + 35} = 0,57 \qquad q = 1 - p = 1 - 0,57 = 0,43$$

A variável padronizada z^1 será determinada conforme equação a seguir:

$$z = \frac{(0,59 - 0,26)}{\sqrt{0,57 \times 0,43 \times \left(\frac{1}{597} + \frac{1}{35}\right)}} = 3,86$$

Preliminarmente, foi testada a igualdade de proporções de desajustes entre os grupos, sendo que a hipótese nula entre os mesmos foi rejeitada, para um nível de significância de 1%, exceto no teste de igualdade de proporções entre os grupos 2 e 3. Estudos feitos indicam que os agrupamentos ideais para a análise da periodicidade de manutenções preventivas, no período 1991 a 1995, utilizando-se a mesma metodologia dos testes de hipóteses (para o mesmo nível de significância), serão constituídos da seguinte forma:

¹⁹ A influência do elemento capacitor sobre o percentual de falhas, é referenciada no Capítulo 5 desta dissertação.

²⁰ O percentual referente às taxas de desajustes e o número de relés inspecionados por modelos de relés, foram retirados do ANEXO V – item B.1 e B.2 dessa dissertação.

²¹ Os valores críticos de z para testes bilaterais e nível de significância de 1% será -2,58 e 2,58 (SPIEGEL, 1978, p. 302).

Grupo 1 – CEB52, CEYG52, CEY52 e CEB51

Grupo 2 – CEYG51

Grupo 3 – GCXY11, GCXG51, CEY51, CEX17, KD4, KD41, KD10, KD11 e KS

Apesar das diferenças apontadas pelo teste, para simplificar a aplicação dos modelos matemáticos de confiabilidade (Modelos 1 e 2), agruparam-se todos os modelos de relés em um único grupo, independente do fabricante, assim sendo, o grupo 1 ficará constituído da seguinte forma:

Grupo 1 – CEB52, CEYG52, CEY52, CEB51, CEYG51, GCXY11, GCXG51, CEY51, CEX17, KD4, KD41, KD10, KD11 e KS

A tabela a seguir mostra a taxa de desajuste correspondente ao grupo de relés.

TABELA 6.13: Taxa de desajuste do grupo de relés, composto pelos modelos de relés da GE e WECO (91-95)

GRUPO	λ_D
1	0,54

Por fabricante (GE e WECO):

Analogamente a que fora executado no item A, utilizaram-se para estas análises, testes especiais de significância que envolve diferenças de proporções (SPIEGEL, 1978, p. 304). A Tabela 6.14 mostra os valores encontrados para este teste, considerando um nível de significância de 1% (teste bilateral).

TABELA 6.14: Teste de hipótese de igualdade de proporções de desajustes para os grupos 1 (GE) e 2 (WECO), com valores críticos ($Z_{\text{crítico}} = 2,58$) (91-95)

GRUPO	λ_D período	η %	z	
1 (GE)	0,57	<0,01	1-2	2,95
2 (WECO)	0,47	<0,01		

Estudos feitos indicam que os agrupamentos ideais para a análise da periodicidade de manutenções preventivas dos relés da GE e WECO, no período 1991 a 1995, serão constituídos da seguinte forma:

Grupo 1 – CEB52, CEYG52, CEY52 e CEB51 (GE)

Grupo 2 – GCXY11, GCXG51, CEY51, CEX17 e CEYG51 (GE)

Grupo 3 – KD4, KD41, KD10, KD11 e KS (WECO)

Da mesma forma que fora executado no item anterior, para simplificar a aplicação dos modelos matemáticos de confiabilidade (Modelos 1 e 2), agruparam-se os modelos de relés da GE em um grupo e, os modelos de relés da WECO em outro grupo, assim sendo, as taxas de desajuste, referentes aos grupos 1 e 2 serão retiradas da Tabela 6.14.

6.8.1.7 DETERMINAÇÃO DA PERIODICIDADE INDEPENDENTEMENTE DO FABRICANTE UTILIZADO – PERÍODO 1991 A 1995

Esta seção objetiva determinar a periodicidade entre as manutenções preventivas para os grupos de relés compostos pelos modelos de relés, independentemente do fabricante utilizado, aplicando-se os modelos de confiabilidade. Na seção posterior, será determinada a periodicidade entre as manutenções preventivas, considerando dois grupos: o primeiro composto pelos modelos de relés da GE e o segundo composto pelos modelos de relés da WECO. Consideram-se duas hipóteses para as taxas de falha dos grupos de relés:

Hipótese 1: Taxa de falha conhecida e estimada para os modelos de relés é igual à Taxa de desajuste.

Hipótese 2: Taxa de falha conhecida e estimada é calculada a partir da probabilidade de Falha Múltipla²².

HIPÓTESE 1: “Taxa de falha conhecida e estimada para os modelos de relés é igual à Taxa de desajuste”

²² Esta probabilidade é calculada a partir dos dados coletados dos Relatórios emitido anualmente pelo Departamento de Operação do Sistema – DOS, relatório este que contém informações sobre as atuações das proteções (ver Seção 6.7 e ANEXO IX desta dissertação).

Para esta suposição, extrapola-se o conceito de defeito para falha, isto é, será considerada a hipótese que todos os relés encontrados desajustados durante as manutenções preventivas executados durante o período 1991 a 1995, terão uma atuação incorreta (sobre-alcance) ou uma recusa de atuação (sub-alcance). Verificar-se-á mais adiante na Seção 6.8.1.9, que não existe uma correlação diretamente proporcional em relação à taxa de falha. Da Tabela 6.13 retira-se a taxa de desajuste (λ_D) correspondente ao grupo de relés (conjunto dos modelos de relés GE e WECO).

A) APLICAÇÃO DO MODELO 1 INDEPENDENTE DO FABRICANTE DURANTE O PERÍODO 1991 A 1995

As tabelas a seguir (6.15 e 6.16) apresentam as probabilidades de falhas múltiplas dos grupos de relés das Linhas de Transmissão e de Transferência 230kV, considerando a variação do intervalo entre as manutenções preventivas de 2 a 32 meses (com incremento de 2 meses), utilizando-se a taxa de desajuste igual a 54% e as equações da indisponibilidade do relé, da probabilidade de falha do equipamento protegido e da probabilidade de falha múltipla, respectivamente equações 6.5, 6.13 e 6.15. A taxa de falha correspondente a uma linha de transmissão de 230kV da ELETROSUL (λ_{EQ}), é calculada a partir dos relatórios emitidos pelo Departamento de Operação de Sistemas²³.

TABELA 6.15: Probabilidade de falha múltipla do grupo de relés G1 (GE e WECO) - periodicidade de MP de 2 a 16 meses (Modelo 1, Hipótese 1 → 91-95)

GRUPO DE RELÉS	MESES							
	2	4	6	8	10	12	14	16
1	0,0001	0,0008	0,0023	0,0048	0,0083	0,0128	0,0181	0,0243

TABELA 6.16: Probabilidade de falha múltipla do grupo de relés G1 (GE e WECO) - periodicidade de MP de 18 a 32 meses (Modelo 1, Hipótese 1 → 91-95)

GRUPO DE RELÉS	MESES							
	18	20	22	24	26	28	30	32
1	0,0311	0,0387	0,0468	0,0553	0,0644	0,0738	0,0835	0,0934

Por exemplo, para uma periodicidade de 18 meses, a probabilidade de falha múltipla será: considerando, a taxa de desajuste correspondente ao grupo 1 de 54% (0,54), e conhecendo-se as equações de disponibilidade e indisponibilidade do grupo de relés (equações 6.4 e 6.5) e a periodicidade entre as manutenções preventivas (18 meses ou 1,5 anos), encontram-se os seguintes índices $A(Ti)_R = 53,65\%$ e $I(Ti)_R = 46,35\%$. Das equações 6.12, 6.13 e 6.14 encontram-se respectivamente a confiabilidade da Linha de Transmissão 230kV ($R(Ti)_{EQ} = 93,28\%$), a probabilidade de falha da Linha de Transmissão ($F(Ti)_{EQ} = 6,72\%$) e a indisponibilidade do grupo de relés ($Ti_{EQ} = 0,6953$ ano). Finalmente da equação 6.15, calcula-se a probabilidade de falha múltipla do respectivo grupo de relés, isto é, a probabilidade de ocorrer uma falha na linha de transmissão, quando o relé se encontrar indisponível (3,11%). O ANEXO XI – item A, mostra uma tabela – Hipótese 1, apresentando os resultados obtidos ao aplicar o Modelo 1 ao grupo de relés da Tabela 6.13 (relés da GE e WECO), onde constata-se que para o risco permissível pelo estudo, ou seja, a probabilidade de falha múltipla de 3%, a periodicidade entre as manutenções preventivas varia entre 16 a 18 meses.

B) APLICAÇÃO DO MODELO 2 INDEPENDENTE DO FABRICANTE DURANTE O PERÍODO 1991 A 1995

As tabelas a seguir (6.17 e 6.18) apresentam as probabilidades de falhas múltiplas dos grupos de relés das Linhas de Transmissão e de Transferência 230kV, considerando a variação do intervalo entre as manutenções preventivas de 2 a 16 meses (com incremento

²³ Este dado é retirado da Tabela 6.4 - Seção 6.6 desta dissertação. A taxa média anual, correspondente a uma linha de transmissão é 10% → 0,1000.

de 2 meses), e utilizando a taxa de falha igual a 54%. Para a aplicação deste modelo duas considerações serão feitas:

1) Sem rotina de automonitoramento e sem rotina de manutenção

Utilizando-se a equação de indisponibilidade (equação 6.8), da probabilidade de falha do equipamento protegido (equação 6.13) e da probabilidade de falha múltipla (equação 6.15), determinam-se as probabilidades de falhas múltiplas dos grupos de relés.

TABELA 6.17: Probabilidade de falha múltipla do grupo de relés G1 (GE e WECO) - periodicidade de MP de 2 até 16 meses (Modelo 2, Hipótese 1 → 91-95)

GRUPO DE RELÉS	MESES							
	2	4	6	8	10	12	14	16
1	0,0001	0,0009	0,0028	0,0060	0,0108	0,0171	0,0248	0,0339

No ANEXO XI – item B – consideração 1, é mostrado uma tabela apresentando os resultados obtidos ao aplicar o Modelo 2 ao grupo de relés da Tabela 6.13 (relés da GE e WECO), onde constata-se que para a probabilidade de falha múltipla de 3%, a periodicidade entre as manutenções preventivas varia entre 14 a 16 meses.

2) Sem rotina de automonitoramento e com rotina de manutenção

As probabilidades de falhas múltiplas dos grupos de relés, para este caso são determinadas a partir das equações da indisponibilidade (equação 6.9), da probabilidade de falha do equipamento protegido (equação 6.13) e da probabilidade de falha múltipla (equação 6.15), sendo que seus resultados são apresentados na Tabela 6.18. Estas probabilidades serão determinadas para $N=0$, isto é, considerando que não fora executado nenhuma manutenção preventiva no grupo de relés e, para $N=10$, isto é, considerando que fora executado em média 10 manutenções preventivas neste grupo de relés eletromecânicos²⁴.

²⁴ Os relés de tecnologia eletromecânicos da GE e WECO são relés que já se encontram em operação há mais de 25 anos. Considerou-se, que em cada relé foi executada, em média, 10 manutenções preventivas ($N=10$), desde a sua entrada em operação.

TABELA 6.18: Probabilidade de falha múltipla do grupo de relés G1 (GE e WECO) - periodicidade de MP de 2 a 16 meses para N=0 e N=10 (Modelo 2, Hipótese 1 → 91-95)

GRUPO DE RELÉS	MESES								
	N	2	4	6	8	10	12	14	16
1	0	0,0001	0,0008	0,0026	0,0058	0,0105	0,0166	0,0243	0,0334
	10	0,0001	0,0008	0,0026	0,0058	0,0105	0,0166	0,0243	0,0334

No ANEXO XI – item B – consideração 2, é mostrado uma tabela apresentando os resultados obtidos ao aplicar o Modelo 2 ao grupo de relés da Tabela 6.13 (relés da GE e WECO), utilizando N=0 e N=10, onde pode-se constatar para a probabilidade de falha múltipla de 3% que, a periodicidade entre as manutenções preventivas varia entre 14 a 16 meses.

C) COMENTÁRIOS GERAIS SOBRE OS RESULTADOS ENCONTRADOS

1. Comparando os resultados apresentados pelo Modelo 2 – sem rotina de manutenção (Tabela 6.17), com o Modelo 2 – com rotina de manutenção (Tabela 6.18), quando N=0, verifica-se que a evolução das probabilidades de falhas múltiplas não varia ao longo do tempo, até a execução da primeira manutenção preventiva do relé de proteção. No Gráfico 6.3 da Seção 6.4.2 (gráfico teórico), já se poderia visualizar esta constatação em relação a curva de indisponibilidade do relé de proteção. Os valores das probabilidades de falhas múltiplas tiveram uma pequena variação, tendo em vista que o valor do tempo T_i (periodicidade entre as manutenções preventivas) para o Modelo 2 – com rotina de automonitoramento, é $T_i = T_i - 0,01$.
2. Verifica-se através dos resultados apresentados na Tabela 6.18, que o valor das probabilidades de falhas múltiplas são idênticos para valores de N (número de manutenções preventivas) distintos, devendo-se ao fato que, a probabilidade de erro humano da rotina de manutenção (β) é 0% (após a execução da manutenção preventiva o relé pode-se considerar “tão bom quanto um novo”. O Gráfico 6.4 da Seção 6.4.2

mostra a variação da curva de indisponibilidade do relé ao longo do tempo, considerando $\beta = 0\%$ e $\beta = 10\%$.

D) PERIODICIDADE ÓTIMA RECOMENDADA (HIPÓTESE 1)

A tabela a seguir mostra qual seria a periodicidade ótima entre as manutenções preventivas para o grupo de relés G1, considerando a Hipótese 1 ($\lambda=54\%$) e a probabilidade de falha múltipla assumida pelo estudo (risco) de 3% (ver Seção 6.4).

TABELA 6.19: Periodicidade ótima encontrada para o grupo de relés G1 (formado pelos modelos de relés da GE e WECO, independente do fabricante utilizado) considerando a Hipótese 1 (91-95)

MODELO APLICADO	PERIODICIDADE ÓTIMA (MESES)
<i>MODELO 1</i>	16 a 18
<i>MODELO 2 (Com rotina de manutenção e $N = 0$, isto é, nenhuma manutenção preventiva foi realizada até o presente momento)</i>	14 a 16
<i>MODELO 2 (Com rotina de manutenção e $N = 10$, isto é, foram executadas, em média, 10 manutenções preventivas até o presente momento)</i>	14 a 16

Observa-se que os valores encontrados das periodicidades entre as manutenções preventivas, ao aplicar-se os Modelos 1 e 2, são bem próximos.

HIPÓTESE 2: “Taxa de falha conhecida e estimada é calculada a partir da probabilidade de falha múltipla”

A probabilidade de falha múltipla foi retirada dos dados dos Relatórios emitidos anualmente pelo Departamento de Operação do Sistema – DOS, que contém informações sobre as atuações das proteções de Linhas de Transmissão. O ANEXO IX e a Tabela 6.20 mostram os resultados das atuações ocorridas durante o período 1991 a 1995.

TABELA 6.20: Atuações referentes aos modelos de relés da GE e WECO ocorridas durante o período 1991 a 1995

ATUAÇÕES	TOTAL	PERCENTAGEM
TOTAL	547	100,00%
CORRETAS	539	98,54%
INCORRETAS	4	0,73%
RECUSAS	2	0,37%
ACIDENTAIS	2	0,37%

A) TAXA DE FALHA OBTIDA UTILIZANDO A EQUAÇÃO DE INDISPONIBILIDADE DO MODELO 1

Da equação 6.18, conhecendo-se a probabilidade de falha múltipla (atuações incorretas + recusas – Tabela 6.20), a taxa de falha do equipamento protegido (Seção 6.6 – Tabela 6.4) e a periodicidade entre as manutenções preventivas (T_i), referentes ao grupo de relés 1 (modelos de relés da GE e WECO – ver Quadro 6.2 da Seção 6.2), obteve-se a taxa de falha correspondente ao Grupo 1 durante o período 1991 a 1995. Com a taxa de falha estimada e conhecida através do Método da Bisseção (ver Seção 6.5.2), determinaram-se as diversas probabilidades de falhas múltiplas (correspondentes a cada intervalo de inspeção). Por exemplo, da tabela acima retira-se a probabilidade de falha múltipla correspondente às atuações incorretas + recusas (1,10%). Sabendo-se que a periodicidade referente ao grupo de relés 1 (modelos de relés GE e WECO) durante o período 1991 a 1995 era de 4 anos e a taxa de falha das linhas de transmissão é 10% (falhas/ano), determina-se a taxa de falha do grupo 1 através da equação 6.18 ($\lambda_R = 0,0499$).

B) TAXA DE FALHA OBTIDA UTILIZANDO A EQUAÇÃO DE INDISPONIBILIDADE DO MODELO 2 (COM ROTINA DE MANUTENÇÃO)

Da equação 6.19, conhecendo-se a probabilidade de falha múltipla (atuações incorretas + recusas – Tabela 6.20), a taxa de falha do equipamento protegido (Seção 6.6 – Tabela 6.4) e a periodicidade entre as manutenções preventivas (T), referentes ao grupo de relés 1 (Modelos de relés da GE e WECO – ver Quadro 6.2 da Seção 6.2), obteve-se a taxa de falha correspondente ao Grupo 1 durante o período 1991 a 1995.

C) TAXA DE FALHA CALCULADA A PARTIR DA PROBABILIDADE DE FALHA MÚLTIPLA E DAS EQUAÇÕES DA INDISPONIBILIDADE DOS MODELOS 1 E 2

A tabela abaixo apresenta os resultados encontrados.

TABELA 6.21: Taxa de falha calculada a partir da probabilidade de falha múltipla, utilizando as equações de indisponibilidade do Modelo 1 (equação 6.18) e do Modelo 2 (equação 6.19) – Grupo G1 (91-95)

EQUAÇÃO DE INDISPONIBILIDADE APLICADA	I encontrada
<i>MODELO 1</i>	4,99%
<i>MODELO 2 (Com rotina de manutenção)</i>	4,64%

Observa-se que os valores encontrados para a taxa de falha dos relés serão próximos, entre 4,5 e 5%, portanto, não existirão grandes erros ao aplicar o Modelo 1 ou o Modelo 2. Aplicando-se novamente os Modelos utilizados na Hipótese 1 desta seção, após conhecer a taxa de falha (4,99%), determinam as probabilidades de falhas múltiplas dos grupos de relés. O ANEXO XI – itens C e D mostra as tabelas – Hipótese 2, apresentando os resultados obtidos ao aplicar os Modelo 1 e Modelo 2 (sem rotina de manutenção, com rotina de manutenção para $N=0$ e $N=10$) ao grupo de relés da Tabela 6.13. Pode-se constatar para a probabilidade de falha múltipla de 3% que, a periodicidade entre as manutenções preventivas varia entre 70 a 72 meses ao aplicar o Modelo 1 e 66 a 68 meses ao aplicar o Modelo 2.

D) PERIODICIDADE ÓTIMA RECOMENDADA (HIPÓTESE 2)

A Tabela 6.22 mostra qual seria a periodicidade ótima entre as manutenções preventivas para o grupo de relés G1, considerando a Hipótese 2 ($\lambda=4,99\%$) e a probabilidade de falha múltipla assumida pelo estudo (risco) de 3% (ver Seção 6.4).

TABELA 6.22: Periodicidade ótima encontrada para o grupo de relés G1 (formado pelos modelos de relés da GE e WECO, independente do fabricante utilizado) considerando a Hipótese 2 (91-95)

MODELO APLICADO	PERIODICIDADE ÓTIMA (MESES)
<i>MODELO 1</i>	70 a 72
<i>MODELO 2 (Com rotina de manutenção e $N = 0$, isto é, nenhuma manutenção preventiva foi realizada até o presente momento)</i>	66 a 68
<i>MODELO 2 (Com rotina de manutenção e $N = 10$, isto é, foram executadas, em média, 10 manutenções preventivas até o presente momento)</i>	66 a 68

6.8.1.8 DETERMINAÇÃO DA PERIODICIDADE POR FABRICANTE – PERÍODO 1991 A 1995

Esta seção objetiva determinar a periodicidade ótima entre as manutenções preventivas para os grupos de relés compostos pelos modelos de relés da GE e WECO, aplicando-se os modelos de confiabilidade 1 e 2. Serão apresentados os resultados de uma forma mais sucinta, tendo em vista que na seção anterior (relativa à determinação da periodicidade entre as manutenções preventivas dos modelos de relés da GE e WECO, independentemente do fabricante utilizado), os procedimentos adotados para a obtenção destas periodicidades já foram exaustivamente explicados. Analogamente à Seção 6.8.1.7, serão consideradas duas hipóteses para as taxas de falha dos grupos de relés:

HIPÓTESE 1: *“Taxa de falha conhecida e estimada para os modelos de relés é igual à Taxa de desajuste para cada fabricante”*

A) APLICAÇÃO DO MODELO 1 POR FABRICANTE DURANTE O PERÍODO 1991 A 1995

Os ANEXOS XII e XIII – item A, mostram as tabelas – Hipótese 1, apresentando os resultados obtidos ao aplicar o Modelo 1 ao grupo de relés da Tabela 6.14 (relés da GE e WECO).

B) APLICAÇÃO DO MODELO 2 POR FABRICANTE DURANTE O PERÍODO 1991 A 1995

Sem rotina de automonitoramento e com rotina de manutenção - As probabilidades de falhas múltiplas dos grupos de relés serão determinadas para $N=10$, isto é, considerando que fora executado em média 10 manutenções preventivas neste grupo de relés eletromecânicos²⁵. Os ANEXOS XII e XIII – item B, mostram as tabelas apresentando os resultados obtidos ao aplicar o Modelo 2 ao grupo de relés da Tabela 6.14 (relés da GE e WECO), utilizando $N=10$.

C) PERIODICIDADE ÓTIMA RECOMENDADA (HIPÓTESE 1)

A Tabela 6.23 mostra quais seriam as periodicidades ótimas entre as manutenções preventivas para os grupos de relés G1 (composto pelos modelos de relés da GE) e G2 (composto pelos modelos de relés da WECO), considerando a Hipótese 1 (respectivamente $\lambda=57\%$ e 47%) e a probabilidade de falha múltipla assumida pelo estudo (risco) de 3%.

TABELA 6.23: Periodicidade ótima encontrada para o grupo de relés G1 e G2 (formado pelos modelos de relés da GE e WECO) considerando a Hipótese 1 (91-95)

MODELO APLICADO	PERIODICIDADE ÓTIMA (MESES)	
	GE	WECO
<i>MODELO 1</i>	16 a 18	18 a 20
<i>MODELO 2 (Com rotina de manutenção e $N = 10$, isto é, foram executadas, em média, 10 manutenções preventivas até o presente momento)</i>	14 a 16	16 a 18

HIPÓTESE 2: “Taxa de falha conhecida e estimada é calculada a partir da probabilidade de falha múltipla para cada fabricante”

O ANEXO IX e a Tabela 6.24 mostra os resultados das atuações ocorridas durante o período 1991 a 1995, para os modelos de relés GE e WECO.

TABELA 6.24: Atuações referentes aos modelos de relés G1 - GE e G2 -WECO ocorridas durante o período 1991 a 1995

²⁵ Na seção anterior (6.8.1.7), verificou-se que o valor de N (número de manutenções preventivas executadas), não altera o valor da probabilidade de falha múltipla, tendo em vista que a probabilidade de erro humano da rotina de manutenção (β) assumida foi de 0%.

ATUAÇÕES	GE		WECO	
	TOTAL	PERCENTAGEM	TOTAL	PERCENTAGEM
TOTAL	449	100,00%	98	100,00%
CORRETAS	442	98,44%	97	98,98%
INCORRETAS	3	0,67%	1	1,02%
RECUSAS	2	0,45%	0	0,00%
ACIDENTAIS	2	0,45%	0	0,00%

A) TAXA DE FALHA CALCULADA A PARTIR DA PROBABILIDADE DE FALHA MÚLTIPLA E DAS EQUAÇÕES DA INDISPONIBILIDADE DOS MODELOS 1 E 2

Procedendo-se da mesma forma que fora executado na Seção 6.8.1.7, para a Hipótese 2, encontram-se as seguintes taxas de falha, para o grupo de relés G1 (GE) e G2 (WECO).

TABELA 6.25: Taxa de falha calculada a partir da probabilidade de falha múltipla – Grupo G1 - GE e G2 - WECO (91-95)

EQUAÇÃO DE INDISPONIBILIDADE APLICADA	1 encontrada - GE	1 encontrada - WECO
MODELO 1	5,04%	4,77%
MODELO 2 (Com rotina de manutenção)	4,68%	4,44%

Os ANEXOS XII e XIII – itens C e D mostram as tabelas – Hipótese 2, apresentando os resultados obtidos ao aplicar os Modelo 1 e Modelo 2 (com rotina de manutenção e N=10) ao grupo de relés da Tabela 6.14 (relés da GE e WECO), após determinar a taxa de falha (5,04% - para o grupo G1 e 4,77% - para o grupo G2).

B) PERIODICIDADE ÓTIMA RECOMENDADA (HIPÓTESE 2)

A Tabela 6.26 mostra quais seriam as periodicidades ótimas entre as manutenções preventivas para os grupos de relés G1 (composto pelos modelos de relés da GE) e G2 (composto pelos modelos de relés da WECO), considerando a Hipótese 2 ($\lambda=5,04\%$ e $4,77\%$, respectivamente para os grupos G1 e G2) e a probabilidade de falha múltipla assumida pelo estudo (risco) de 3%.

TABELA 6.26: Periodicidade ótima encontrada para o grupo de relés G1 e G2 (formado pelos modelos de relés da GE e WECO) considerando a Hipótese 2 (91-95)

MODELO APLICADO	PERIODICIDADE ÓTIMA (MESES)	
	GE	WECO
<i>MODELO 1</i>	70 a 72	72 a 74
<i>MODELO 2 (Com rotina de manutenção e $N = 10$, isto é, foram executadas, em média, 10 manutenções preventivas até o presente momento)</i>	66	68 a 70

6.8.1.9 COMPARAÇÃO DAS PERIODICIDADES CALCULADAS PELOS MODELOS MATEMÁTICOS COM A PERIODICIDADE INDICADA PELA ENGENHARIA DE MANUTENÇÃO REFERENTE AO PERÍODO 1991 A 1995

Nesta seção serão apresentados de uma forma sucinta, os resultados encontrados referente à periodicidade ótima entre as manutenções preventivas, após a aplicação dos modelos de confiabilidade. Como fora visto nas seções anteriores, duas análises foram feitas para a determinação desta periodicidade: a primeira, considerou todos os modelos de relés em um único grupo, independente do fabricante (GE e WECO); já na segunda análise, agruparam-se os modelos de relés em um grupo composto por todos os modelos de relés da GE e o outro grupo, composto somente pelos modelos de relés da WECO. A Tabela 6.27 apresenta os resultados encontrados considerando a taxa de falha igual à taxa de desajuste dos grupos de relés considerados (λ_D), taxa esta levantada a partir da análise dos dados referente às manutenções preventivas, ou obtendo a taxa de falha do relé a partir da probabilidade de falha múltipla (λ_{FM})²⁶, calculada a partir das ocorrências do sistema operativo. A última coluna desta tabela mostra a periodicidade indicada pela Engenharia de Manutenção de Proteção para os modelos de relés da GE e WECO, após o período 1991 a 1995²⁷.

²⁶ A Seção 6.5 desta dissertação explica como são obtidas estas taxas de falhas para o grupo/modelos de relés.

²⁷ No Capítulo 5 – Seção 5.2, é apresentado um histórico dos problemas relacionados com os relés eletromecânicos da GE e WECO, explicando o motivo pela mudança da periodicidade após 1995 de 4 para 2 anos.

TABELA 6.27: Periodicidade ótima dos grupos de relés, ao aplicar-se os modelos de confiabilidade (Modelo 1 ou Modelo 2 – sem rotina de automonitoramento e com rotina de manutenção) (91-95)

PERIODICIDADE (meses)						
GRUPO	MODELO APLICADO	λ_D (%)	PER (λ_D)	λ_{FM} (%)	PER (λ_{FM})	Indicada pela Engenharia de Manutenção
GE - WECO	Modelo 1	54	16 a 18	4,99	70 a 72	48 - 24
	Modelo 2 ($N=10$)		14 a 16		66 a 68	
GE	Modelo 1	57	16 a 18	5,04	70 a 72	
	Modelo 2 ($N=10$)		14 a 16		66	
WECO	Modelo 1	47	18 a 20	4,68	72 a 74	
	Modelo 2 ($N=10$)		16 a 18		68 a 70	

Observando os dados encontrados na tabela anterior, verifica-se que não existe uma correlação diretamente proporcional em relação à taxa de falha, isto é, por exemplo, considerando para os grupos/modelos de relés a taxa de falha igual à taxa de desajuste (57%) encontra-se uma periodicidade entre as manutenções preventivas entre 16 a 18 meses, para o grupo composto pelos modelos de relés da GE, ao aplicar o Modelo 1. Já para taxa de falha calculada a partir da probabilidade de falha múltipla (5,04%), encontra-se uma periodicidade entre 70 a 72 meses, aplicando-se o mesmo modelo, comprovando-se de fato que está correlação não existe ($\lambda_{FM} \ll \lambda_D$). Conclui-se portanto, que nem todos os relés encontrados desajustados durante as manutenções preventivas causaram uma atuação não correta (por sobre-alcance ou sub-alcance) após a solicitação dos mesmos. Através dos dados apresentados na Tabela 6.27, constata-se que a periodicidade de 2 anos indicada pela Engenharia de Manutenção de Proteção em 1994, para os modelos de relés da GE e WECO foi acertada (considerando a taxa de falha dos relés igual a taxa de desajuste levantados durante as manutenções preventivas), tendo em vista que esta ação visava evitar que os relés saíssem dos limites nominais estabelecidos pelos manuais de proteção (embora esta decisão tenha sido muito conservativa). Considerando a taxa de falha dos relés calculada a partir das ocorrências do sistema operativo (λ_{FM}), cabe salientar que não seria de todo um erro a manutenção da periodicidade em 4 (48 meses) ou aumentá-la para 6 anos (72 meses), pois as mesmas em todos os casos analisados, estão dentro dos limites encontrados pelos modelos de confiabilidade.

6.8.1.10 ANÁLISE NO PERÍODO 1996 A 2000 PARA OS RELÉS DA GE E WECO

Da mesma forma que fora executada na Seção 6.8.1.6 (referente ao período 1991 a 1995), levantou-se o percentual de relés encontrados fora dos limites estabelecidos para os modelos de relés da GE e WECO, bem como as taxas de falha referentes à cada modelo durante o período 1996 a 2000. A tabela a seguir mostra os resultados encontrados.

TABELA 6.28: Proporção de desajustes por modelos de relés da GE e WECO (96-00)

Fabricantes	Modelos de Relés	Período considerado					
		1996	1997	1998	1999	2000	λ_{GR}
GE	GCXY11	*	0,56	*	*	*	0,56
	CEB52	0,62	0,63	0,20	0,33	0,33	0,49
	GCXG51	0,64	0,50	0,57	*	0,60	0,59
	CEYG52	0,58	0,37	0,42	0,58	0,40	0,50
	CEY52	0,59	0,56	0,39	0,40	0,28	0,49
	CEY51	0,36	0,50	0,32	0,33	0,50	0,38
	CEB51	0,40	0,63	0,23	0,33	0,33	0,38
	CEX17	0,36	*	0,56	*	1,00	0,48
	CEYG51	0,24	0,00	0,13	0,00	0,00	0,16
WECO	KD4	0,41	0,43	0,39	0,29	1,00	0,40
	KD41	0,44	0,32	0,32	0,47	1,00	0,39
	KD10	0,47	0,14	0,36	0,44	0,38	0,40
	KD11	0,47	0,00	0,29	0,50	0,40	0,37
	KS	0,42	0,55	0,19	0,25	0,00	0,35

(*) – O asterisco corresponde aos anos que não foram executadas inspeções.

Com o propósito de se definir a periodicidade ótima entre as manutenções preventivas dos relés de proteção, adotaram-se os mesmos procedimentos utilizados nas Seções 6.8.1.7 e 6.8.1.8, diferenciando-se apenas o período de análise dos dados de falhas.

TESTE DE IGUALDADE DE PROPORÇÕES DE DESAJUSTES

Independente do fabricante (GE e/ou WECO):

Da mesma forma, que fora realizado na Seção 6.8.1.6, os modelos de relés foram agrupados em 3 grupos de relés (ver Tabela 6.12). A tabela abaixo mostra os valores encontrados para este teste, considerando um nível de significância de 1% (teste bilateral).

TABELA 6.29: Teste de hipótese de igualdade de proporções de desajustes para os grupos 1, 2 e 3, com valores críticos ($Z_{\text{crítico}}$) = 2,58 (96-00)

GRUPO	λ_D período	η %	Z	
1	0,48	<0,01	1-2	3,46
2	0,16	<0,01	1-3	2,87
3	0,39	>0,01	2-3	2,52

Após inúmeros testes, conclui-se que, os agrupamentos ideais para a análise da periodicidade de manutenções preventivas, para o período 1996 a 2000, e nível de significância de 1%, ficaram constituídos da seguinte forma:

Grupo 1 – CEB52, CEYG52, CEY52, CEB51, GCXY11, GCXG51, CEY51, CEX17, KD4, KD41, KD10, KD11 e KS

Grupo 2 – CEYG51

Para simplificar agruparam-se todos os modelos de relés em um único grupo, independente do fabricante, assim sendo, o grupo 1 ficará constituído da seguinte forma:

Grupo 1 – CEB52, CEYG52, CEY52, CEB51, CEYG51, GCXY11, GCXG51, CEY51, CEX17, KD4, KD41, KD10, KD11 e KS

A tabela abaixo mostra a taxa de desajuste correspondente ao grupo de relés.

TABELA 6.30: Taxa de desajuste do grupo de relés, composto pelos modelos de relés da GE e WECO (96-00)

GRUPO	λ_D
1	0,43

Por fabricante (GE e WECO):

Analogamente a que fora executado na Seção 6.8.1.6, agruparam-se os modelos de relés em 2 grupos, correspondendo respectivamente aos fabricantes GE e WECO. A tabela a seguir mostra os valores encontrados para este teste, considerando um nível de significância de 1% (teste bilateral).

TABELA 6.31: Teste de hipótese de igualdade de proporções de desajustes para os grupos 1 e 2, com valores críticos ($Z_{\text{crítico}} = 2,58$ (96-00))

GRUPO	λ_D período	η %	z	
1 (GE)	0,46	>0,01	1-2	2,40
2 (WECO)	0,39	>0,01		

Os agrupamentos considerados ideais para a análise da periodicidade de manutenções preventivas, para o período 1996 a 2000, ficaram constituídos por três grupos, formados pelos modelos de relés da GE e WECO.

Grupo 1 – CEB52, CEYG52, CEY52, CEB51, GCXY11, GCXG51, CEY51 e CEX17 (GE)

Grupo 2 – CEYG51 (GE)

Grupo 3 – KD4, KD41, KD10, KD11 e KS (WECO)

Analogamente a que fora executado no item anterior, para simplificar a aplicação dos modelos matemáticos de confiabilidade (Modelos 1 e 2), agruparam-se os modelos de relés da GE em um único grupo e, os modelos de relés da WECO em outro grupo, assim sendo, as taxas de desajuste, referentes aos grupos 1 e 2 serão retiradas da Tabela 6.31.

6.8.1.11 DETERMINAÇÃO DA PERIODICIDADE INDEPENDENTEMENTE DO FABRICANTE UTILIZADO – PERÍODO 1996 A 2000

Os procedimentos adotados na Seção 6.8.1.7 são idênticos aos procedimentos a serem adotados nesta seção, diferenciando-se apenas o período de análise.

HIPÓTESE 1: *“Taxa de falha conhecida e estimada para os modelos de relés é igual à Taxa de desajuste”*

O ANEXO XIV – itens A e B, mostram as tabelas – Hipótese 1, apresentando os resultados obtidos ao aplicar respectivamente o Modelo 1 e o Modelo 2 (utilizando N – número de manutenções preventivas – igual a 10) ao grupo de relés G1 pertencente à Tabela 6.30 (relés da GE e WECO). Pode-se constatar para a probabilidade de falha múltipla de 3% que, a **periodicidade encontrada** entre as manutenções preventivas é aproximadamente **20 meses ao aplicar o Modelo 1** e varia entre **16 a 18 meses ao aplicar o Modelo 2**.

HIPÓTESE 2: *“Taxa de falha conhecida e estimada é calculada a partir da probabilidade de falha múltipla”*

O ANEXO IX e a tabela abaixo mostram os resultados das atuações ocorridas durante o período 1996 a 2000. Comparando-se a percentagem de atuações incorretas + recusas encontradas para este período, em relação ao período 1991 a 1995 (Tabela 6.20), verificou-se um acréscimo de 2,08% no número de atuações (1,1% → 3,18%).

TABELA 6.32: Atuações referentes aos modelos de relés GE e WECO ocorridas durante o período 1996 a 2000

ATUAÇÕES	TOTAL	PERCENTAGEM
TOTAL	517	100%
CORRETAS	499	96,61%
INCORRETAS	10	1,94%
RECUSAS	6	1,24%
ACIDENTAIS	2	0,39%

TAXA DE FALHA CALCULADA A PARTIR DA PROBABILIDADE DE FALHA MÚLTIPLA E DAS EQUAÇÕES DA INDISPONIBILIDADE DOS MODELOS 1 E 2

Procedendo-se de forma idêntica à Seção 6.8.1.7 para a Hipótese 2, encontram-se as seguintes taxas de falha.

TABELA 6.33: Taxa de falha calculada a partir da probabilidade de falha múltipla, utilizando as equações de indisponibilidade do Modelo 1 (equação 6.18) e do Modelo 2 (equação 6.19) – Grupo G1 (96-00)

EQUAÇÃO DE INDISPONIBILIDADE APLICADA	I encontrada
<i>MODELO 1</i>	32,55%
<i>MODELO 2 (Com rotina de manutenção)</i>	26,33%

Aplicando-se novamente os modelos de confiabilidade utilizados na Hipótese 1 desta seção, após conhecer a taxa de falha (32,55%), determinam as probabilidades de falhas múltiplas dos grupos de relés. O ANEXO XIV – itens C e D mostra as tabelas – Hipótese 2, apresentando os resultados obtidos ao aplicar os Modelo 1 e Modelo 2 (com rotina de manutenção e N=10) ao grupo de relés da Tabela 6.30. Pode-se constatar para a probabilidade de falha múltipla de 3% que, a **periodicidade encontrada** entre as manutenções preventivas varia entre **22 a 24 meses ao aplicar o Modelo 1 e 20 a 22 meses ao aplicar o Modelo 2**.

6.8.1.12 DETERMINAÇÃO DA PERIODICIDADE POR FABRICANTE – PERÍODO 1996 A 2000

Esta seção objetiva determinar a periodicidade ótima entre as manutenções preventivas para os grupos de relés compostos pelos modelos de relés da GE e WECO, aplicando-se os modelos de confiabilidade 1 e 2.

HIPÓTESE 1: *“Taxa de falha conhecida e estimada para os modelos de relés é igual à Taxa de desajuste para cada fabricante”*

Os procedimentos adotados para os cálculos das probabilidades de falhas múltiplas já foram explanados nas seções anteriores. Os ANEXOS XV e XVI – item A, mostram as tabelas – Hipótese 1, apresentando os resultados obtidos ao aplicar o Modelo 1 ao grupo de relés da Tabela 6.31 (relés da GE e WECO). Já os ANEXOS XV e XVI – item B, mostram as tabelas apresentando os resultados obtidos ao aplicar o Modelo 2 ao grupo de relés da Tabela 6.31 (relés da GE e WECO), utilizando N (número de manutenções preventivas) =

10. Pode-se constatar para a probabilidade de falha múltipla de 3% que, a periodicidade entre as manutenções preventivas para os modelos de relés G1 (GE), varia entre 18 a 20 meses ao aplicar o Modelo 1 e 16 a 18 meses ao aplicar o Modelo 2. Para os modelos de relés G2 (WECO), a **periodicidade encontrada** varia entre **20 a 22 meses ao aplicar o Modelo 1** e **18 a 20 meses ao aplicar o Modelo 2**.

HIPÓTESE 2: *“Taxa de falha conhecida e estimada é calculada a partir da probabilidade de falha múltipla para cada fabricante”*

Retira-se a probabilidade de falha múltipla dos Relatórios emitidos anualmente pelo Departamento de Operação do Sistema – DOS, que contém informações sobre as atuações das proteções de Linhas de Transmissão. O ANEXO IX e a Tabela 6.34 mostra os resultados das atuações ocorridas durante o período 1996 a 2000, para os modelos de relés GE e WECO.

TABELA 6.34: Atuações referentes aos modelos de relés G1 - GE e G2 -WECO ocorridas durante o período 1996 a 2000

ATUAÇÕES	GE		WECO	
	TOTAL	PERCENTAGEM	TOTAL	PERCENTAGEM
TOTAL	449	100,00%	68	100,00%
CORRETAS	433	96,54%	66	97,06%
INCORRETAS	8	1,78%	2	2,94%
RECUSAS	6	1,43%	0	0,00%
ACIDENTAIS	2	0,45%	0	0,00%

TAXA DE FALHA CALCULADA A PARTIR DA PROBABILIDADE DE FALHA MÚLTIPLA E DAS EQUAÇÕES DA INDISPONIBILIDADE DOS MODELOS 1 E 2

Procedendo-se da mesma forma que fora executado na Seção 6.8.1.7, para a Hipótese 2, encontram-se as seguintes taxas de falha, para o grupo de relés G1 (GE) e G2 (WECO):

TABELA 6.35: Taxa de falha calculada a partir da probabilidade de falha múltipla – Grupo G1 - GE e G2 – WECO (96-00)

EQUAÇÃO DE INDISPONIBILIDADE APLICADA	l encontrada - GE	l encontrada - WECO
MODELO 1	32,80%	30,55%
MODELO 2 (Com rotina de manutenção)	26,50%	24,99%

Os ANEXOS XV e XVI – itens C e D mostram as tabelas – Hipótese 2, apresentando os resultados obtidos ao aplicar os Modelo 1 e Modelo 2 (com rotina de manutenção e $N=10$) ao grupo de relés da Tabela 6.31 (relés da GE e WECO), após determinar a taxa de falha (32,80% - para o grupo G1 e 30,55% - para o grupo G2). Constatase que a periodicidade entre as manutenções preventivas para os modelos de relés G1 (GE), varia entre 22 a 24 meses ao aplicar o Modelo 1 e 20 a 22 meses ao aplicar o Modelo 2. Para os modelos de relés G2 (WECO), a **periodicidade encontrada** varia entre **24 a 26 meses ao aplicar o Modelo 1** e **20 a 22 meses ao aplicar o Modelo 2**, considerando-se a probabilidade de falha múltipla de 3%.

6.8.1.13 COMPARAÇÃO DAS PERIODICIDADES CALCULADAS PELOS MODELOS MATEMÁTICOS COM A PERIODICIDADE RECOMENDADA PELO ESTUDO DO DEFEITO “FORA DE TOLERÂNCIA”, NO PERÍODO 1996 A 2000

Da mesma forma que fora apresentado na Seção 6.8.1.9, a Tabela 6.36 apresenta os resultados encontrados para a periodicidade ótima entre as manutenções preventivas, considerando a taxa de falha igual à taxa de desajuste dos grupos de relés considerados (λ_D), taxa esta levantada a partir da análise dos dados referente às manutenções preventivas, ou obtendo a taxa de falha do relé a partir da probabilidade de falha múltipla (λ_{FM}), calculada a partir das ocorrências do sistema operativo. A última coluna desta tabela mostra a periodicidade recomendada pelo estudo do defeito “fora de tolerância”, após o período 1996 a 2000, realizado por SILVEIRA e LUZ (2000) e apresentado nesta dissertação²⁸.

²⁸ O Capítulo 5 é dedicado exclusivamente ao estudo do defeito “fora de tolerância” dos relés eletromecânicos da GE e WECO.

TABELA 6.36: Periodicidade ótima dos grupos de relés, ao aplicar-se os modelos de confiabilidade (Modelo 1 ou Modelo 2 – sem rotina de automonitoramento e com rotina de manutenção) (96-00)

PERIODICIDADE (meses)						
GRUPO	MODELO APLICADO	I_D (%)	PER (I_D)	I_{FM} (%)	PER (I_{FM})	Recomendada pelo estudo do defeito “fora de tolerância”
GE - WECO	Modelo 1	43	20	32,55	22 a 24	24
	Modelo 2 ($N=10$)		16 a 18		20 a 22	
GE	Modelo 1	46	18 a 20	32,80	22 a 24	
	Modelo 2 ($N=10$)		16 a 18		20 a 22	
WECO	Modelo 1	39	20 a 22	30,59	24 a 26	
	Modelo 2 ($N=10$)		18 a 20		20 a 22	

Constata-se neste período que o número de ocorrências do sistema operativo, ou seja, a probabilidade de falha múltipla (relé + linha de transmissão), em todos os casos analisados para os relés eletromecânicos, aumentou significativamente quando comparado com o período 1991 a 1995. Por exemplo, para o grupo composto pelos modelos de relés da GE e WECO, independentemente do fabricante utilizado, a probabilidade de falha múltipla aumentou aproximadamente de 1,10% para 3,18%. Conseqüentemente a taxa de falha dos relés calculada matematicamente para esses modelos de relés, aumentou consideravelmente de 4,99% (referente ao período 1991 a 1995) para 32,55% (referente ao período 1996 a 2000), embora a periodicidade fora diminuída de 4 para 2 anos, comprovando-se desta forma que os relés eletromecânicos da GE e WECO estão no fim de sua vida útil, logo conclui-se que, os desajustes encontrados durante as manutenções preventivas neste período, estão causando cada vez mais atuações não corretas nos relés após a solicitação dos mesmos ($\lambda_D \approx \lambda_{FM}$). Através dos dados apresentados na Tabela 6.36, constata-se que a periodicidade de 2 anos indicada pelo estudo do defeito “fora de tolerância” em 2000, para os modelos de relés da GE e WECO foi acertada, tendo em vista que as mesmas, em todos os casos analisados, estão dentro dos limites encontrados pelos modelos de confiabilidade.

6.8.2 RELÉS DE PROTEÇÃO ELETROMECHANICOS DE OUTROS MODELOS DO MESMO FABRICANTE OU DE FABRICANTES DIFERENTES

A determinação da periodicidade de manutenção preventiva para relés de proteção eletromecânicos de outros modelos de relés do mesmo fabricante ou de fabricantes diferentes, poderão seguir os mesmos procedimentos adotados para os modelos de relés da GE e WECO (ver Seção 6.8.1 desta dissertação). Conhecendo-se a taxa de falha dos relés²⁹, determina-se a periodicidade ótima entre as manutenções preventivas, aplicando-se as equações de indisponibilidades desenvolvidas para os modelos de confiabilidade 1 e 2 (ver Seção 6.4). Cabe salientar, que a taxa de falha correspondente à linha de transmissão (λ_{EQ}), é calculada a partir dos relatórios emitidos pelo Departamento de Operação de Sistemas (ver Tabela 6.4 da Seção 6.6).

6.9 RELÉS DE PROTEÇÃO SEMI-ESTÁTICOS E ESTÁTICOS

Atualmente estas tecnologias são compostas por um universo de 2.220 relés de proteção, pertencentes aos sistemas de proteção Primária e Secundária, dos *bays* das Linhas de Transmissão da ELETROSUL (CALDAS e CARVALHO, 2001). Estes relés começaram a serem desenvolvidos há aproximadamente trinta anos. Nestes equipamentos, ao invés de molas e partes móveis, começaram a serem utilizados amplificadores operacionais e circuitos eletrônicos com transistores e capacitores, sendo menores e mais fáceis de inspecionar que os relés de tecnologia eletromecânica. Uma das características principais destes equipamentos tem sido o aumento de sua confiabilidade em relação aos relés convencionais (analógicos ou eletromecânicos) (BRANDÃO e SENGER, 1993).

De uma forma geral, pode-se afirmar que os relés estáticos (eletrônicos) ou semi-estáticos têm sobre os relés convencionais numerosas vantagens, destacando-se entre elas: facilidade de construção, melhores características técnicas e custos mais baratos. Geralmente para os relés de tecnologia estática é difícil mensurar o grau de deterioração de

²⁹ Esta taxa de falha pode ser estimada a partir de um histórico de dados coletados durante as manutenções preventivas, ou a partir dos dados de relatórios referentes às Análises Estatísticas dos relés de proteções das

seus componentes eletrônicos, pois após a execução da manutenção preventiva, onde é feito o levantamento de característica do relé, o mesmo é liberado para a operação podendo entrar em estado de “falha oculta” se ocorrer uma falha de um componente eletrônico (esta falha pode-se tornar imperceptível se o relé não possuir a função de automonitoramento).

Esta seção está subdividida em três itens. O primeiro item (6.9.1), é dedicado exclusivamente aos relés estáticos sem rotina de automonitoramento da SIEMENS, modelo 7SL32, objetivando determinar a periodicidade entre as manutenções preventivas desses modelos de relés. Já o segundo item (6.9.2), dedica-se exclusivamente aos procedimentos a serem adotados para a determinação da periodicidade dos relés semi-estáticos ou estáticos sem rotina de automonitoramento, de outros modelos do mesmo fabricante ou de fabricantes diferentes. Finalmente, o terceiro item dedica-se aos procedimentos a serem adotados para determinar a periodicidade entre as manutenções preventivas dos relés de proteção estática com rotina de automonitoramento.

6.9.1 RELÉS DE PROTEÇÃO ESTÁTICOS SEM AUTOMONITORAMENTO DA SIEMENS

6.9.1.1 INTRODUÇÃO

Esta seção objetiva determinar a periodicidade de manutenção preventiva para o modelo de relés de distância 7SL32 de fabricação SIEMENS, possibilitando comparar o resultado, com a periodicidade atualmente empregada na empresa. Cabe salientar que esta periodicidade fora determinada anteriormente, pela Engenharia de Manutenção de Proteção, através da experiência de técnicos e engenheiros de manutenção. Com isso, busca-se transformar esta decisão subjetiva em uma decisão científica, através da aplicação dos modelos de confiabilidade. É importante ressaltar também, que esta tecnologia está em operação há cerca de 15 anos, sendo que o tempo médio de vida operacional situa-se entre 15 a 21 anos.

6.9.1.2 ANÁLISE ESTATÍSTICA DOS RELÉS

Será determinado através dos modelos desenvolvidos matematicamente, qual será a melhor periodicidade das manutenções preventivas para o modelo de relés de distância 7SL32 da SIEMENS, pertencentes aos sistemas de proteção Primária e Secundária, dos *bays* das Linhas de Transmissão 525kV da ELETROSUL. Após a determinação desta periodicidade, serão comparados os resultados obtidos através dos modelos matemáticos, com a periodicidade de 4 anos definida atualmente através da experiência de engenheiros e técnicos de manutenção.

6.9.1.3 DETERMINAÇÃO DA PERIODICIDADE PARA O MODELO DE RELÉS 7SL32 DA SIEMENS

Conforme fora executado na Seção 6.8.1, destinada à determinação da periodicidade entre as manutenções preventivas dos relés eletromecânicos da GE e WECO, serão consideradas duas hipóteses para as taxas de falha do modelo de relés 7SL32 da SIEMENS.

HIPÓTESE 1: “Taxa de falha conhecida e estimada através da experiência de engenheiros e técnicos da Área da Engenharia de Manutenção de Proteção”

Para esta suposição, considera-se que a taxa de falha destes modelos de relés não ultrapassa 3%. Esta taxa foi definida pela Engenharia de Manutenção de Proteção através da experiência adquirida pela equipe técnica, após as análises das ocorrências notórias do sistema de proteção, análises estas realizadas desde a entrada destes modelos de relés em operação até o presente momento.

A) APLICAÇÃO DO MODELO 1 PARA O MODELO DE RELÉS 7SL32 DA SIEMENS

Utilizando-se as equações da indisponibilidade, da probabilidade de falha do equipamento protegido e da probabilidade de falha múltipla (respectivamente equações

6.5, 6.13 e 6.15), e com a taxa de falha deste modelo de relé igual a 3%, obteve-se a periodicidade ótima entre as manutenções preventivas deste modelo de relés. A taxa de falha correspondente a uma linha de transmissão de 525kV (λ_{EQ}), é retirada da Seção 6.6 desta dissertação (Tabela 6.4), sendo igual a 11,54% (falhas/ano). Quanto ao risco assumido pelo estudo, considerou-se o mesmo utilizado para os relés eletromecânicos (3%). O ANEXO XVII – item A, apresenta os resultados obtidos ao aplicar o Modelo 1 para o modelo de relés 7SL32, onde os principais resultados são apresentados na Tabela 6.37.

B) APLICAÇÃO DO MODELO 2 PARA O MODELO DE RELÉS 7SL32 DA SIEMENS

Sem rotina de automonitoramento e com rotina de manutenção - A periodicidade é determinada a partir das equações da indisponibilidade, da probabilidade de falha do equipamento protegido e da probabilidade de falha múltipla (respectivamente equações 6.9, 6.13 e 6.15). Esta periodicidade foi determinada considerando $N=3$, isto é, admitindo que fora executado em média 3 manutenções preventivas nestes modelos de relés desde a sua entrada em operação (tempo médio de operação – 15 anos). O ANEXO XVII – item B, apresenta os resultados obtidos ao aplicar o Modelo 2 para os modelos de relés 7SL32, onde os principais resultados são apresentados na Tabela 6.37.

C) PERIODICIDADE ÓTIMA RECOMENDADA (HIPÓTESE 1)

A tabela a seguir mostra qual a periodicidade ótima encontrada entre as manutenções preventivas para este modelo de relés, considerando a Hipótese 1 e a probabilidade de falha múltipla assumida pelo estudo (risco) de 3%.

TABELA 6.37: Periodicidade ótima encontrada para o modelo de relés 7SL32 da SIEMENS considerando a Hipótese 1

MODELO APLICADO	PERIODICIDADE ÓTIMA (MESES)
<i>MODELO 1</i>	92 a 94
<i>MODELO 2 (Com rotina de manutenção e $N = 3$, isto é, foram executadas, em média, 3 manutenções preventivas até o presente)</i>	86 a 88

<i>momento)</i>	
-----------------	--

Os valores encontrados para os dois modelos de confiabilidade, apresentam resultados muito próximos (em torno de 8 anos), indicando o dobro da periodicidade empregada pela empresa para este modelo de relé (4 anos).

HIPÓTESE 2: *“Taxa de falha conhecida e estimada é calculada a partir da probabilidade de falha múltipla”*

A probabilidade de falha múltipla foi retirada dos dados dos Relatórios emitidos anualmente pelo Departamento de Operação do Sistema – DOS, que contém informações sobre as atuações das proteções de Linhas de Transmissão 525kV. O ANEXO IX e a tabela a seguir mostram os resultados das atuações ocorridas durante o período 1991 a 1999, para os modelos de relés 7SL32 da SIEMENS.

TABELA 6.38: Atuações referentes aos modelos de relés 7SL32 da SIEMENS ocorridas durante o período 1991 a 2000

ATUAÇÕES	TOTAL	PERCENTAGEM
TOTAL	353	100%
CORRETAS	350	99,15%
INCORRETAS	3	0,28%
RECUSAS	0	0,00%
ACIDENTAIS	0	0,57%

A) TAXA DE FALHA CALCULADA A PARTIR DA PROBABILIDADE DE FALHA MÚLTIPLA E DAS EQUAÇÕES DA INDISPONIBILIDADE DOS MODELOS 1 E 2

Analogamente a que fora executada para os relés eletromecânicos (GE e WECO), obteve-se a taxa de falha referente ao modelo de relés 7SL32 da SIEMENS. A tabela a seguir apresenta os resultados encontrados.

TABELA 6.39: Taxa de falha calculada a partir da probabilidade de falha múltipla, utilizando as equações de indisponibilidade do Modelo 1 (equação 6.18) e do Modelo 2 (equação 6.19) – relé 7SL32 da SIEMENS

EQUAÇÃO DE INDISPONIBILIDADE APLICADA	l encontrada
<i>MODELO 1</i>	2,12%
<i>MODELO 2 (Com rotina de manutenção)</i>	2,05%

Aplicando-se novamente os Modelos utilizados na Hipótese 1 desta seção, após conhecer a taxa de falha (2,12%), determinam as probabilidades de falhas múltiplas deste modelo de relés, a fim de obter a periodicidade ótima entre as manutenções preventivas. O ANEXO XVII – itens C e D mostram as tabelas – Hipótese 2, apresentando os resultados obtidos ao aplicar o Modelo 1 e Modelo 2 (com rotina de manutenção para $N=3$).

B) PERIODICIDADE ÓTIMA RECOMENDADA (HIPÓTESE 2)

A tabela a seguir mostra qual seria a periodicidade ótima entre as manutenções preventivas para este modelo de relés, considerando a Hipótese 2 e a probabilidade de falha múltipla assumida pelo estudo (risco) de 3%.

TABELA 6.40: Periodicidade ótima encontrada para o modelo de relés 7SL32 da SIEMENS considerando a Hipótese 2

MODELO APLICADO	PERIODICIDADE ÓTIMA (MESES)
<i>MODELO 1</i>	114 a 106
<i>MODELO 2 (Com rotina de manutenção e $N = 3$, isto é, foram executadas, em média, 3 manutenções preventivas até o presente momento)</i>	108 a 110

6.9.1.4 COMPARAÇÃO DAS PERIODICIDADES CALCULADAS PELOS MODELOS MATEMÁTICOS COM A PERIODICIDADE ATUAL EMPREGADA PELA EMPRESA

A grande maioria dos programas de manutenções preventivas existentes desperdiça recursos, seja por desperdiçarem tempo com tarefas de frequência demasiada, seja por executarem tarefas desnecessárias. Geralmente a periodicidade da manutenção preventiva é definida baseando-se apenas na experiência e no julgamento, sem utilizar uma estrutura

lógica de análise. Muitas vezes obedecem cegamente às recomendações dos fabricantes, recomendações estas, sempre conservadoras em termo de periodicidade (SMITH, 1993).

TABELA 6.41: Periodicidade ótima do modelo de relés 7SL32 da SIEMENS, ao aplicar-se os modelos de confiabilidade (Modelo 1 ou Modelo 2 – sem rotina de automonitoramento e com rotina de manutenção)

PERIODICIDADE (meses)						
RELÉ	MODELO APLICADO	$l = 3\%$	PER (3%)	l_{FM} (%)	PER (l_{FM})	Empregada pela ELETROSUL
SIEMENS (7SL32)	Modelo 1	3	92 a 94	2,12	114 a 116	48
	Modelo 2 ($N=3$)		86 a 88		110	

Os resultados apresentados na Tabela 6.41 confirmam também, conforme foi dito nas seções anteriores, que as decisões subjetivas baseadas na experiência de engenheiros e técnicos de manutenção podem possuir um alto grau de imprecisão e incerteza. Já a decisão científica busca otimizar os recursos maximizando a disponibilidade e minimizando o risco de operação indevida de um relé de proteção (KOMM, WEBER, SCHWEITZER e HOU, 1994). A periodicidade encontrada matematicamente através da aplicação dos modelos de confiabilidade é em torno de 8 anos em todos os casos analisados e, a periodicidade atualmente empregada na ELETROSUL é de 4 anos. De forma a otimizar seus recursos, a Engenharia de Manutenção de Proteção poderia adequá-la a sua periodicidade, mudando de 4 para 8 anos.

6.9.2 RELÉS DE PROTEÇÃO SEMI-ESTÁTICOS OU ESTÁTICOS SEM ROTINA DE AUTOMONITORAMENTO DE OUTROS MODELOS DO MESMO FABRICANTE OU DE FABRICANTES DIFERENTES

Para determinar a periodicidade entre as manutenções preventivas, dos relés de proteção semi-estáticos e estáticos sem rotina de automonitoramento de outros modelos de relés do mesmo fabricante ou de fabricantes diferentes, poderão seguir os mesmos procedimentos adotados para os modelos de relés da GE e WECO (ver Seção 6.8.1 desta dissertação).

6.9.3 RELÉS DE PROTEÇÃO ESTÁTICOS COM ROTINA DE AUTOMONITORAMENTO

Para determinar a periodicidade entre as manutenções preventivas, dos relés de proteção estáticos com rotina de automonitoramento, poderão seguir os mesmos procedimentos utilizados para os relés de tecnologia digital que será detalhado na próxima seção (Seção 6.10 desta dissertação).

6.10 RELÉS DE PROTEÇÃO DIGITAIS

Atualmente estas proteções por apresentarem tecnologia de ponta, são bastante recentes no sistema da ELETROSUL, possuindo aproximadamente 129 relés (CALDAS e CARVALHO, 2001). O desenvolvimento atual da microeletrônica tem permitido aperfeiçoar os relés, sendo os mesmos construídos a base de microprocessadores, sendo que esta tecnologia tem atraído cada vez mais interesse devido às diversas vantagens sobre os relés convencionais, tais como: alta confiabilidade e estabilidade térmica, seletividade, elevada sensibilidade, velocidade de operação e precisão, consumo pequeno de potência das fontes de alimentações e de sinais, simplicidade de seus ajustes, tamanho reduzido, função de automonitoramento, viabilidade econômica, disponibilidade, evolução tecnológica e melhoria operativa e de desempenho.

. Os relés digitais microprocessados, construídos com todas as características definidas por um software programável tem alcançado um maior grau de flexibilidade. Os recursos de comunicação são também maiores, pois enquanto que num relé convencional, a única disponibilidade de informação é o estado dos contatos, os relés digitais têm grande capacidade de transmissão de informações relevantes através de um canal de comunicação. Quando um relé convencional falha, o mesmo permanece inativo até que haja uma manutenção preventiva (falha oculta), ou até que haja uma falha no sistema de potência, enquanto que, dentro de um sistema de proteção digital o software é processado continuamente pelo microprocessador, havendo uma monitoração contínua das partes

vitais do relé. Esta característica particular é denominada automonitoramento, autosupervisão ou autoteste, permitindo os relés alcançarem maior confiabilidade em relação aos relés convencionais, alarmando sempre que uma falha interna é descoberta (BRANDÃO e SENGER, 1993).

Esta seção está subdividida em dois itens. O primeiro item (6.10.1), é dedicado exclusivamente aos relés digitais, modelo SEL-321 da SCHWEITZER, objetivando determinar a periodicidade entre as manutenções preventivas dos modelos de relés de seus fabricantes. Já o segundo item (6.10.2), dedica-se exclusivamente aos procedimentos a serem adotados para a determinação da periodicidade dos modelos de relés digitais do mesmo fabricante ou fabricantes diferentes.

6.10.1 RELÉS DE PROTEÇÃO DIGITAIS DA SCHWEITZER

6.10.1.1 INTRODUÇÃO

Esta seção objetiva determinar a periodicidade de manutenção preventiva para o modelo de relés de distância SEL-321 de fabricação SCHWEITZER. Cabe salientar, que estes modelos de relés de distância estão instalados nos sistemas de proteção Primária e Secundária, dos *bays* das Linhas de Transmissão de 525kV, 230kV e 138kV da ELETROSUL, e atualmente não possuem uma periodicidade definida pela Engenharia de Manutenção de Proteção da empresa (para a determinação da periodicidade entre as manutenções preventivas, considera-se que o equipamento protegido é uma linha de 525kV).

Para a tecnologia digital os testes se reduzem a uma lista de testes sucinta, englobando a verificação de testes de entrada/saída e de medição. Testes de verificações de tempo e de rotina de características não são necessários para os relés digitais, pois suas taxas de falha são muito baixas (KOMM, WEBER, SCHWEITZER e HOU, 1994).

6.10.1.2 ANÁLISE ESTATÍSTICA DOS RELÉS

Será determinado através dos modelos desenvolvidos matematicamente, qual será a melhor periodicidade das manutenções preventivas para o modelo de relés de distância

SEL-321 da SCHWEITZER, como será visto a seguir. Após a determinação desta periodicidade, a partir dos resultados encontrados, verificar-se-á que para esta tecnologia não existe a necessidade de execuções de manutenções preventivas, concentrando-se apenas nas execuções de inspeções ou testes periódicos³⁰. ZIEGLER (1999) salienta que devido à função de automonitoramento em proteções digitais, diferentes estratégias de manutenções têm que ser empregadas. Comparadas com relés de tecnologia eletromecânica, rotinas de manutenção têm que ser substancialmente reduzidas, sendo que a principal tendência destes equipamentos é caminhar na direção de execução de inspeções periódicas.

6.10.1.3 DETERMINAÇÃO DA PERIODICIDADE PARA O MODELO DE RELÉS SEL-321 DA SCHWEITZER

Para o cálculo da periodicidade entre as manutenções preventivas do relé digital SEL-321 da SCHWEITZER, será considerada apenas uma hipótese para a obtenção das taxas de falha. A segunda hipótese (utilizada para a obtenção da periodicidade de outras tecnologias já estudadas), considerando que a taxa de falha é obtida a partir da probabilidade de falha múltipla, não será analisada nesta seção, tendo em vista que estes relés são bastante recentes no sistema de proteção da ELETROSUL, não possuindo portanto, um banco de dados representativo sobre as atuações das proteções no sistema como um todo.

HIPÓTESE: “Taxa de falha estimada a partir do intervalo médio entre as falhas dos relés (MTBF)”

Para esta suposição, considera-se que a taxa de falha é obtida a partir do MTBF (tempo médio entre falhas – “*mean time between failures*”). Esta taxa é definida pelos Catálogos de Fabricantes dos relés de proteção. A Tabela 6.42 apresenta o MTBF e a taxa de falha para o modelo de relé digital SEL-321 da SCHWEITZER. Da equação 3.7 vista no Capítulo 3, resulta:

³⁰ O uso de microprocessadores nos sistema de proteção é uma tecnologia recente, sendo que a sua aceitação é questionada pela falta de experiência de campo. O aumento da confiabilidade de uma tecnologia digital é esperado devido ao processo de automonitoramento constante nestes tipos de relés (BRANDÃO e SENER, 1993).

$$MTBF = \frac{1}{\lambda} + \frac{1}{m} = MTTF + MTTR$$

onde: MTTF - Tempo médio até a falha

MTTR - Tempo médio de reparo

Considerando $MTTR \ll MTTF$

$$MTBF = \frac{1}{\lambda} \quad (6.23)$$

TABELA 6.42: Tempo médio entre falhas e a taxa de falha do relé digital SEL-321

MODELO DE RELÉ	MTBF (ANOS)	TAXA DE FALHA (λ)
SEL-321 (SCHWEITZER)	240	0,41667%

A) APLICAÇÃO DO MODELO 1 PARA O MODELO DE RELÉS SEL-321 DA SCHWEITZER

Utilizando-se a taxa de falha estipulada através do MTBF e as equações da indisponibilidade, da probabilidade de falha do equipamento protegido e da probabilidade de falha múltipla (respectivamente equações 6.5, 6.13 e 6.15), obteve-se a periodicidade ótima entre as manutenções preventivas deste modelo de relés. Considerou-se que o equipamento protegido é uma linha de transmissão de 525kV, logo sua taxa de falha (λ_{EQ}) será 11,54% falhas/ano (Tabela 6.4 na Seção 6.6). Quanto ao risco assumido pelo estudo, considerou-se o mesmo utilizado para os relés eletromecânicos e estáticos (3%). O ANEXO XVIII – item A, apresenta os resultados obtidos ao aplicar o Modelo 1 para o modelo de relés SEL-321, onde os principais resultados são apresentados na Tabela 6.43.

B) APLICAÇÃO DO MODELO 2 PARA O MODELO DE RELÉS SEL-321 DA SCHWEITZER

Para a aplicação deste modelo duas considerações serão feitas:

1) Com rotina de automonitoramento e sem rotina de manutenção

A periodicidade é determinada a partir das equações da indisponibilidade (equação 6.10), da probabilidade de falha do equipamento protegido (equação 6.13) e da probabilidade de falha múltipla (equação 6.15). A taxa de detecção de falhas pelo automonitoramento do relé de proteção (α), será considerada de 90% e a taxa de falha correspondente a uma linha de transmissão de 525kV (λ_{EQ}), corresponde a 11,54% (falhas/ano). O ANEXO XVIII – item B – consideração 1, apresenta os resultados obtidos ao aplicar o Modelo 2 para os modelos de relés SEL-321.

2) Com rotina de automonitoramento e com rotina de manutenção

A periodicidade é determinada a partir das equações da indisponibilidade, da probabilidade de falha do equipamento protegido e da probabilidade de falha múltipla (respectivamente equações 6.13, 6.14 e 6.15). Esta periodicidade foi determinada considerando $N=0$, isto é, admitindo que não foi executada nenhuma manutenção preventiva nestes modelos de relés desde a sua entrada em operação. A taxa de detecção de falhas pelo automonitoramento do relé de proteção (α) e a taxa de detecção de falhas pela rotina de manutenção (γ), serão consideradas respectivamente 90% e 100%. A taxa de falha correspondente a uma linha de transmissão de 525kV (λ_{EQ}), corresponde a 11,54% (falhas/ano). O ANEXO XVIII – item B – consideração 2, apresenta os resultados obtidos ao aplicar o Modelo 2 para os modelos de relés SEL-321, onde os principais resultados são apresentados na Tabela 6.43.

C) PERIODICIDADE ÓTIMA RECOMENDADA PARA O MODELO DE RELÉS SEL-321 DA SCHWEITZER

A Tabela 6.43 mostra qual a periodicidade ótima encontrada entre as manutenções preventivas para este modelo de relés, considerando a Hipótese 1 e a probabilidade de falha múltipla assumida pelo estudo (risco) de 3%.

TABELA 6.43: Periodicidade ótima encontrada para o modelo de relés SEL-321 da SCHWEITZER

PERIODICIDADE (anos)				
RELÉ	MODELO APLICADO	I_{MTBF} (%)	PER (I_{MTBF})	Empregada pela ELETROSUL
SCHWEITZER (SEL-321)	Modelo 1	0,42	133 a 134	Atualmente em estudo
	Modelo 2 (Com rotina de manutenção e $N = 0$, isto é, não fora executado nenhuma manutenção preventiva até o presente momento)		131 a 132	

6.10.1.4 COMENTÁRIOS GERAIS SOBRE OS RESULTADOS ENCONTRADOS

1. Comparando os resultados apresentados pelo Modelo 2 – sem rotina de manutenção (ANEXO XVIII – item B – consideração 1), com o Modelo 2 – com rotina de manutenção e $N = 0$ (número de manutenções preventivas) (ANEXO XVIII – item B – consideração 2), verifica-se que a evolução das probabilidades de falhas múltiplas não varia ao longo do tempo, até a execução da primeira manutenção preventiva do relé de proteção. Este fato é visualizado graficamente na Seção 6.4.2 (Gráfico 6.3), levando em consideração a curva de indisponibilidade ao invés da probabilidade de falha múltipla do relé de proteção.
2. Aplicando-se o Modelo 1 (Modelo de ANDERS), característico para relés sem função de automonitoramento, para o modelo de relés digital SEL-321 da SCHWEITZER, calculou-se uma periodicidade entre as manutenções preventivas em torno de 27 anos, diferente do resultado encontrado ao aplicar o Modelo 1 estendido (Seção 6.4.1.3), característico para relés que possuem a função de automonitoramento (parâmetro α), a qual calculou uma periodicidade em torno de 130 anos (ver Tabela 6.43 desta dissertação).

3. Considerando-se o intervalo de inspeções periódicas (T) em 6 anos³¹ e o número de manutenções preventivas efetuadas no modelo de relés SEL-321 da SCHWEITZER igual a 21 (N=21, equivalente a período de vida útil do equipamento), calculou-se uma probabilidade de falha múltipla (PFM) de $4,36 \times 10^{-6}\%$ ao final do período equivalente a 21 manutenções preventivas ao aplicar o Modelo de ZIEGLER, bem inferior ao índice permitido pelo estudo (risco) que é de 3%, considerando-se: a probabilidade de erro humano da rotina de manutenção (β) em 0%, a taxa de falha dos relés (λ) em torno de 0,42%, a taxa de automonitoramento de falhas pelo automonitoramento (α) em 90% e como equipamento protegido uma linha de transmissão de 525kV. Variando-se o valor de β para 20% encontra-se uma probabilidade de falha múltipla em torno de $1,17 \times 10^{-4}\%$, superior ao índice encontrado para $\beta=0\%$, mas que continua bem abaixo do risco permitido pelo estudo.
4. Comprovou-se de fato o que fora dito por ZIEGLER (1999, p. 304), de que os relés de tecnologia digital com função de automonitoramento, possuem indisponibilidades tão baixas que não necessitariam de manutenções preventivas, ao contrário dos relés de tecnologia eletromecânicas, semi-estáticas e estáticas sem rotina de automonitoramento, que necessitam execuções de manutenções preventivas mais frequentes. Após a aplicação dos modelos de confiabilidade, encontrou-se uma periodicidade para o modelo SEL-321 da SCHWEITZER em torno de 133 anos ao aplicar o Modelo 1 e 131 ao aplicar o Modelo 2. ZIEGLER salienta também, algumas recomendações sobre as manutenções preventivas, feitas em 1995 por um Grupo de Trabalhos Germânicos sobre “Relés e Tecnologias de Proteção” (VDEW), destacando-se entre elas:
- a) cheque de funções (sem testar o relé) de 2 em 2 anos, tais como:
- comparação dos valores medidos operacionalmente (tensão, corrente, potência ativa e reativa) e indicadas pelo relé, com os dados obtidos de uma medição operacional independente ou do distribuidor de carga;

³¹ Cabe salientar que a Engenharia de Manutenção de Proteção da empresa esta estudando empregar em seus relés de tecnologia digital um intervalo de testes periódicos em torno de 6 anos.

- testes de *trip*³²;
 - leituras de saídas e alarmes e avaliação dos registros de eventos;
 - verificação de registros de faltas e de sinais de teleproteção.
- b) testes de proteção (testando o relé) de 4 em 4 anos, tais como:
- verificação dos valores medidos em cada uma das entradas analógicas (tensão e corrente) comparando com o display do relé;
 - verificação das entradas e saídas digitais utilizadas pelo relé, incluindo também o circuito de operação do disjuntor;
 - leituras de saídas e alarmes e avaliação dos registros de eventos e distúrbios;
 - verificação de interfaces (conexão com PC e sistema SCADA);
 - leitura dos parâmetros de ajustes e comparação com os valores requeridos;
 - verificação de registros de faltas e de sinais de teleproteção.
- c) testes dinâmicos adicionais do limiar de primeira zona do relé de proteção de 8 em 8 anos:
- para todos os tipos de faltas de primeira zona (mudanças de filtros serão detectadas com este teste).

6.10.2 RELÉS DE PROTEÇÃO DIGITAIS DE OUTROS MODELOS DO MESMO FABRICANTE OU DE FABRICANTES DIFERENTES

Para determinar a periodicidade entre as manutenções preventivas, dos relés de proteção digitais de outros modelos de relés do mesmo fabricante ou de fabricantes diferentes, poderão seguir os mesmos procedimentos adotados para o modelo de relés SEL-321 da SCHWEITZER (ver Seção 6.10.1 desta dissertação).

³² Consideram-se testes de *trip*, os testes executados nos relés de proteção, com a finalidade de verificar o acionamento destes equipamentos quando solicitados.

Capítulo 7

7 CONCLUSÕES E SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

7.1 CONCLUSÕES

1. Conforme já fora salientado anteriormente nesta dissertação, a periodicidade entre as manutenções preventivas dos modelos de relés de proteção eletromecânicos da General Electric (GE) e Westinghouse (WECO) na ELETROSUL é, atualmente, de dois anos. Os resultados apresentados após a aplicação dos modelos de confiabilidade demonstraram que esta periodicidade atualmente está de acordo com a periodicidade encontrada matematicamente. Contudo, foi comprovada a existência de um problema crônico nestes relés, tendo em vista que após a redução da periodicidade de quatro para dois anos não foi eliminado o “Defeito Fora de Tolerância”, tão exaustivamente estudado por SILVEIRA e LUZ em 2000 e apresentado no Capítulo 5 desta dissertação. Portanto, constatou-se cientificamente que a taxa de falha destes equipamentos está aumentando cada vez mais, embora a sua periodicidade entre as manutenções preventivas tivesse diminuído. Portanto, a solução mais adequada a ser tomada pela Engenharia de Manutenção de Proteção seria a substituição destes equipamentos de tecnologia obsoleta, por relés de tecnologia digital, devolvendo desta forma ao sistema de proteção, os requisitos essenciais de confiabilidade, seletividade e redundância. Cabe salientar também, após comprovação dos dados de campo, referentes aos relés eletromecânicos da GE e WECO, que o risco assumido pelo estudo, ou seja, a probabilidade de falha múltipla (relés mais linha de transmissão) aceitável para a determinação da periodicidade entre as manutenções preventivas dos relés de proteção, está atualmente no limite permissível de 3%, sendo que o mesmo pode ser estendido até 6%.
2. A periodicidade encontrada cientificamente através dos modelos de confiabilidade, para o relé estático 7SL32 da SIEMENS, em todos os casos analisados é em torno de 8 anos. A periodicidade atualmente empregada na empresa é de quatro anos, comprovando-se de fato, que as decisões subjetivas baseadas somente na experiência

de técnicos e engenheiros de manutenção, podem possuir um alto grau de incerteza e imprecisão. De forma a otimizar seus recursos a Engenharia de Manutenção de Proteção poderia adequá-la sua periodicidade mudando de 4 para 8 anos.

3. Constata-se após a análise dos dados encontrados para os relés eletromecânicos da GE e WECO, que os modelos de relés destes fabricantes, podem ser agrupados em um único grupo, pois não há grandes diferenças entre as periodicidades encontradas matematicamente para estes fabricantes, após a aplicação dos modelos de confiabilidade, quando analisados em conjunto ou em separado.
4. Recomenda-se para o cálculo das periodicidades entre as manutenções preventivas dos relés eletromecânicos (GE e WECO), utilizar as taxas de falha obtidas nos relatórios de Análises Estatísticas emitidos pela empresa (λ_{FM} – Hipótese 2), visto que as mesmas apresentam valores mais realistas que as taxas de desajuste levantadas durante as manutenções preventivas (λ_D – Hipótese 1).
5. Para os relés de tecnologia digital (caracterizados por possuir funções de automonitoramento), após análises dos dados encontrados, referentes às periodicidades entre as manutenções preventivas do modelo de relé SEL-321 da SCHWEITZER, comprovou-se através dos modelos de confiabilidade utilizados, a não necessidade de execução de manutenções preventivas, tendo em vista que a taxa de falha destes equipamentos é muito baixa e suas periodicidades muito altas (em torno de 130 anos). ZIEGLER (1999, p.304) salienta em seu trabalho algumas recomendações indicando a execução de simples testes periódicos (inspeções), que podem variar de 2, 4 ou 8 anos dependendo das funções a serem testadas nos relés de proteção.
6. Os dois modelos de confiabilidade desenvolvidos nesta dissertação, Modelo 1 (Modelo de ANDERS) e Modelo 2 (Modelo de ZIEGLER) são coerentes entre si, apontando para a mesma solução. Portanto, para o cálculo da periodicidade entre as manutenções preventivas dos relés de proteção, pode-se utilizar qualquer um dos modelos. Contudo, cabe salientar que o Modelo 2 é sempre mais conservativo (a favor da segurança) do que o Modelo 1, mas que em todos os casos analisados os valores das periodicidades determinadas foram próximos.

Após os estudos efetuados, pode-se constatar que:

1. A adequação da periodicidade de manutenções preventivas em função das características de confiabilidade, tanto dos dispositivos de proteção (relés), quanto dos equipamentos protegidos (linhas de transmissão), representa um enorme ganho para a ELETROSUL, bem como para outras empresas do setor elétrico, tendo em vista a otimização das indisponibilidades destes equipamentos.
2. Os modelos de confiabilidade desenvolvidos nesta dissertação são coerentes entre si e bastante flexíveis apontando para a mesma solução.
3. Os modelos de confiabilidade apresentados nesta dissertação poderão ser empregados para qualquer relé instalado no sistema de proteção da empresa estudada, bem como para relés de outras empresas do setor elétrico, englobando relés de diferentes funções (relés de distância, sobrecorrente, diferencial, etc.), tecnologias e fabricantes e, considerando que os mesmos possam proteger, além das linhas de transmissão, outros equipamentos protegidos, tais como: transformadores, reatores, etc.
4. Este trabalho mostra a importância que a Engenharia de Manutenção priorize a elaboração de um banco de dados mais consistente e confiável, possibilitando desta forma, a obtenção das taxas de falha dos equipamentos mais precisas, identificando-se por exemplo, se a cada desajuste corresponde a uma falha no relé.
5. A introdução de técnicas quantitativas de confiabilidade ao estudo de engenharia de manutenção (através dos modelos desenvolvidos), constituiu-se em um grande passo para o aprimoramento das empresas, tendo em vista que a grande maioria das empresas do setor elétrico brasileiro baseia-se em critérios subjetivos para a determinação das periodicidades entre as manutenções preventivas de seus relés de proteção.

7.2 SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

- O presente estudo desenvolvido para relés de proteção abre um campo enorme para o desenvolvimento de modelos de outros equipamentos do sistema elétrico, tais como transformadores, reatores, etc.

- Os modelos de confiabilidade desenvolvidos para o cálculo do intervalo ótimo entre as manutenções preventivas dos relés de proteção poderão utilizar outros critérios de otimização, além da indisponibilidade, tais como otimização dos custos de equipamentos e da manutenção.
- A utilização da técnica de análise de confiabilidade de sistemas, através de diagramas de blocos (confiabilidade estrutural), poderá ser utilizada para a determinação da periodicidade entre as manutenções preventivas de circuitos de proteção. Para exemplificar, será considerada uma linha de transmissão composta de duas proteções distintas (Primária e Alternada), cada qual contendo dois relés de proteção (distância – 21 e sobrecorrente - 50)¹. Para a determinação da periodicidade do circuito de proteção a ser estudado, será necessário primeiramente calcular a indisponibilidade de cada relé pertencente à cadeia de proteção, utilizando-se as equações de indisponibilidade desenvolvidas para os modelos de confiabilidade desta dissertação. A figura a seguir mostra, através da representação de diagrama de blocos, uma sugestão de estudos da confiabilidade estrutural² desta cadeia de proteção (ver ANEXO XIX).

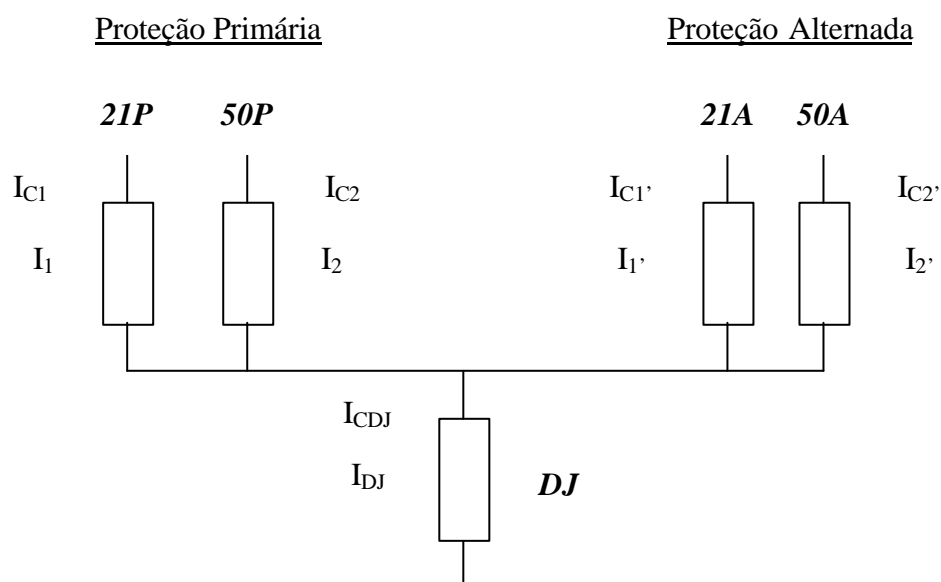


Figura 7.1: Representação da confiabilidade estrutural de um circuito de proteção composto de 4 relés e 2 sistemas de proteção (Primário e Alternado)

¹ O ANEXO XIX desta dissertação apresenta uma cadeia de proteção de uma linha composta por quatro relés e dois sistemas de proteção (Primário e Alternado).

As indisponibilidades totais considerando o sistema em paralelo, de cada circuito (Primário e Alternado) do sistema de proteção, seriam representadas pelas equações abaixo, sendo que as indisponibilidades dos relés de proteção ($I_1/I_2/I_1/I_2$) são obtidas a partir dos modelos de confiabilidade desenvolvidos nesta dissertação.

$$I_{\text{primário}} = \{(I_1 \cdot \hat{E}_{I_{c1}}) \cdot \zeta(I_2 \cdot \hat{E}_{I_{c2}})\} \cdot \hat{E}_{(I_{DJ} \cdot \hat{E}_{I_{cDJ}})} \quad (7.1)$$

$$I_{\text{alternado}} = \{(I_1 \cdot \hat{E}_{I_{c1'}}) \cdot \zeta(I_2 \cdot \hat{E}_{I_{c2'}})\} \cdot \hat{E}_{(I_{DJ} \cdot \hat{E}_{I_{cDJ}})} \quad (7.2)$$

onde:

$I_{\text{primário}}$ – indisponibilidade total do circuito de proteção primário (valor constante);

$I_{\text{alternado}}$ – indisponibilidade total do circuito de proteção alternado (valor constante);

$I_1/I_2/I_1/I_2$ – indisponibilidade respectivamente dos relés 21P, 50P, 21A e 21A;

$I_{c1}/I_{c2}/I_{c1'}/I_{c2'}$ – indisponibilidade total respectivamente dos circuitos (contatos do circuito de controle) do relé 21P, 50P, 21A e 21A;

I_{cDJ} – indisponibilidade total respectivamente do circuito do disjuntor;

I_{DJ} – indisponibilidade do disjuntor DJ;

Da mesma forma que fora executado para os relés de proteção, será escolhido o melhor intervalo entre as manutenções preventivas de circuitos de proteção levando em consideração o risco de falha múltipla que a empresa está disposta a assumir para o sistema de proteção³.

² Por confiabilidade estrutural entende-se o estudo da confiabilidade do sistema, a partir do conhecimento da confiabilidade individual dos componentes deste sistema.

³ Este risco poderá ser levantado a partir da Tabela 6.5 da Seção 6.7, que apresenta os critérios e índices padrões aceitáveis, para o comportamento global do sistema de proteção, por terminal de proteção.

A periodicidade de cada circuito de proteção, ou seja, a probabilidade de falha múltipla (circuitos mais linha de transmissão), será representada pelas equações a seguir:

$$PFM (proteção primária) = I_{primário} \cdot \zeta F(Ti)_{EQ} (primário) \quad (7.3)$$

$$PFM (proteção alternada) = I_{alternado} \cdot \zeta F(Ti)_{EQ} (alternado) \quad (7.4)$$

onde:

$$F(Ti)_{EQ} (primário) = 1 - e^{-\lambda_{EQ} I (primário) Ti_{pri}} \quad (7.5)$$

$$F(Ti)_{EQ} (alternado) = 1 - e^{-\lambda_{EQ} I (alternado) Ti_{alt}} \quad (7.6)$$

sendo que:

λ_{EQ} – taxa de falha do equipamento protegido;

$F(Ti)_{EQ} (primário)$ – probabilidade de falha do equipamento protegido – circuito primário;

$F(Ti)_{EQ} (alternado)$ – probabilidade de falha do equipamento protegido – circuito alternado;

Ti_{pri} – periodicidade do circuito de proteção primária, determinada a partir do risco que a empresa está disposta a assumir para o sistema de proteção;

Ti_{alt} – periodicidade do circuito de proteção alternada, determinada a partir do risco que a empresa está disposta a assumir para o sistema de proteção.

GLOSSÁRIO

Atuação Correta: Quando a atuação do relé ou dispositivo de proteção, atuar dentro da finalidade para a qual foi aplicado, para as grandezas elétricas dentro das faixas adequadamente ajustadas para o defeito, para falha ou outra ocorrência dentro de sua área de supervisão, em tempo condizente com as condições da situação.

Atuação Incorreta: Quando a atuação do relé ou dispositivo de proteção, se verificar sem que o mesmo tenha desempenhado a função prevista em sua aplicação, desde que tenha havido ocorrência no sistema elétrico de potência.

Atuação Acidental: Quando a atuação do relé ou dispositivo de proteção ocorrer sem que tenha havido ocorrência no sistema de potência, e que resulte de fatores estranhos que interfiram no desempenho normal do relé ou dispositivo de proteção (humanos, vibrações, fiações, falha no relé, etc).

Bay: Posição ou Subunidade.

Campo “Medição”: Campo existente na folha de ensaio, preenchido com os valores dos piores erros de ângulo, encontrados e deixados nos três pontos centrais da curva característica das unidades do relé.

Confiabilidade: Probabilidade de que um item irá desempenhar uma função requerida, sem faltas, sob condições de operação estabelecidas, por um período de tempo pré-determinado (O’CONNOR, 1995).

Confiabilidade Estrutural:	Estudo da confiabilidade do sistema, a partir do conhecimento da confiabilidade individual dos componentes deste sistema.
Defeito:	Qualquer desvio de uma característica de um item em relação aos seus requisitos (NBR 5462, 1994).
Desvio:	Erros encontrados nas medidas realizadas das curvas características de operação dos relés (medidas fora dos limites estabelecidos nos Manuais de Manutenção).
Disponibilidade:	Capacidade de um item desempenhar sua função requerida para um instante de tempo definido ou para um período de tempo pré-estabelecido (BRITISH STANDARD, BS 4778).
Falha:	Interrupção da capacidade de um equipamento/ dispositivo para realizar a sua função específica, em caráter permanente ou temporário.
Falha de Segurança:	Sistema opera desnecessariamente quando não ocorre a falha ou quando ocorre uma falha fora da zona de proteção (MOTTA, 1999).
Falha Funcional:	Inabilidade de qualquer item físico para atender o seu padrão desejado de desempenho (MOBRAY, 1992).
Falha Múltipla:	Falha que ocorre se a função protegida falha quando o dispositivo de proteção se encontrar em estado de falha (MOTTA, 1999).
Falha Operacional:	Sistema não opera quando ocorre uma falha na zona de proteção (MOTTA, 1999).

Falha Potencial:	Condições físicas identificáveis que indicam que uma falha funcional está prestes a ocorrer ou em processo de ocorrência (MOBRAY, 1992).
Inspeção/Programa de Manutenção:	Atividades tais como: medição, exame, ensaio, verificação com calibres ou padrões, de uma ou mais características de uma entidade (MOTTA, 1999).
Manutenabilidade/Mantenabilidade:	Facilidade de um item, em ser mantido ou relocado em condições de executar suas funções requeridas (TAVARES, 1999).
Manutenção:	Medidas necessárias para a conservação ou a permanência de alguma situação (FERREIRA, 1994).
Manutenção Autônoma:	Estratégia simples e prática para envolver os operadores nas atividades de manutenção, principalmente na limpeza, lubrificação e Inspeções visuais, tendo como base à prática do Método 5S (TAVARES, 1999).
Manutenção Centrada em Confiabilidade (RCM):	Processo usado para determinar os requisitos de manutenção de qualquer item físico no seu contexto operacional (XAVIER, 1998).
Manutenção Corretiva:	Execução de tarefas de manutenção não planejadas, isto é, inesperadas para restaurar as capacidades funcionais dos equipamentos ou sistemas falhados ou com mau funcionamento (SMITH, 1993).
Manutenção Detectiva:	Atuação efetuada em dispositivos de proteção ou controle, buscando detectar falhas ocultas ou não perceptíveis ao pessoal de operação e Manutenção (XAVIER, 1998).

Manutenção Preditiva:	Conjunto de atividades de acompanhamento das variáveis ou parâmetros que indicam a performance ou desempenho dos equipamentos, de modo sistemático, visando definir a necessidade ou não de intervenção (XAVIER, 1998).
Manutenção Preventiva:	Conjunto de ações preventivas baseadas no tempo (Programada) – ou de acordo com critérios pré-estabelecidos – e ações preventivas baseadas na condição (Preditiva) – com o objetivo de reduzir ou eliminar a incidência de falhas ou a degradação das funções de um equipamento (XENOS, 1998).
Manutenção Produtiva Total (TPM):	Sistema de manutenção de equipamentos envolvendo os trabalhadores de várias áreas da empresa, principalmente Engenharia, Manutenção e Operação, sendo adequado à crescente sofisticação dos equipamentos dos sistemas produtivos, e que objetiva alcançar zero falhas e zero defeitos (MOTTA, 1999).
Manutenção Programada:	Serviços preventivos pré-estabelecidos, através de programação (preventiva sistemática, lubrificação, inspeção ou rotinas) definidas, por unidades calendário (dias ou semanas) ou unidades não calendário (horas de funcionamento, quilômetros rodados, etc.) (TAVARES, 1999).
Medidas não OK:	Medidas encontradas fora dos limites estabelecidos nos Manuais de Manutenção.
Melhoria de Equipamentos:	Princípio básico da eliminação definitiva de qualquer falha nos equipamentos é a identificação precisa das suas causas fundamentais (XENOS, 1998).

-
- Prevenção da Manutenção:** Consiste de atividades que são conduzidas juntamente com o fabricante desde a fase de projeto do equipamento, visando reduzir o volume de serviços de manutenção exigidos durante a sua operação (XENOS, 1998).
- Recusa de Atuação:** Quando a atuação do relé ou dispositivo de proteção não atua quando deveria atuar, havendo condições para tal, dentro das finalidades de aplicação do mesmo.
- Relé:** Dispositivo por meio do qual um equipamento elétrico é operado quando se produzem variações nas condições deste equipamento ou do circuito em que ele está ligado ou em outro equipamento ou circuito diferente (ABNT, 1994).
- Relés não OK:** Relés encontrados, pelo menos, uma vez, no período considerado, com uma medida fora dos limites estabelecidos.
- Testes Periódicos:** Testes realizados no sistema de proteção em momentos específicos durante o ciclo de vida instalados, sendo denominado em proteções mais antigas de testes de manutenção.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ANDERS, G. J. – Probability Concepts in Electric Power System. A Wiley-Interscience publication, 1990.
- ANDERSON, P. M. – Reliability modeling of protective system. IEEE Transactions on Power Apparatus and System, vol. PAS-103, nº 8, august 1984.
- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS – ABNT: NBR 5462 – Confiabilidade e Manutenibilidade. Rio de Janeiro, 1994 (Mimeografia).
- BILLINTON, R; ALLAN, R. N. – Reability Evaluation of Engeneering Systems: Concepts and Techniques. Pitman Books, 1983.
- BRANDÃO, A.F.; SENGGER, E.C. – Reability of digital relays with self-checking methods. Electric Power and Energy System, São Paulo 1993 p. 59-63 – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo.
- BRITISH STANDARD, BS 4778 – Glossary of terms used in quality assurance (including reliability and maintainability). British Standard Institution. London.
- CALDAS & CARVALHO LTDA. – Diagnósticos das Subestações da ELETROSUL - 1ª, 2ª e 3ª Etapa – Janeiro a Abril/2001.
- CAMARGO C. C. de B. – Transmissão de Energia Elétrica, Série Didática, Editora da UFSC, Co-Edição Eletrobrás, 1984, Florianópolis-SC.
- CASTELO BRANCO, E. – A Reestruturação e a Modernização do Setor Elétrico Brasileiro. Revista Nova Economia, Belo Horizonte, v.6 nº 01, Julho, p. 105-141, 1996.
- COELHO, J.; GEHRKE, A.; MICHELS, S. T. – Determinação de Redundância em Estruturas para Melhoria de Confiabilidade – VI ERLAC. Foz do Iguaçu, 1995, Brasil.

- COSTA, A. L. – Determinação Ótima do Intervalo entre as Manutenções Preventivas de Equipamentos Elétricos. , Florianópolis, 1995. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Centro Tecnológico, Universidade Federal de Santa Catarina.
- DHILLON, B. S. – Reliability engineering in systems design and operation. Copyright, 1983 by Van Nostrand Reinhold Company Inc.
- EBRAHIMI, N. – Two New Replacement Policies. IEEE Transactions on Reliability, vol. 42 no. 28, nº 1, march 1993, p. 141-147.
- ELETROSUL – Relatórios Anuais da Empresa, Período de 1986 a 2000, Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S/A.
- ELETROSUL – Relatórios de Análise Estatística das Proteções das Linhas de Transmissão, Transformadores de Potência, Barramentos, Conversores de Frequência, Equipamentos de Compensação Reativa e Filtros de Harmônicos do Sistema de Transmissão, DPES/SEPRO, 1991-1999.
- ELETROSUL – Justificação de Cisão, Documento Interno da Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S/A.
- FERREIRA, A. B. H. – Novo Dicionário Brasileiro da Língua Portuguesa. Rio de Janeiro. Nova Fronteira, 1994.
- FREITAS, M. A.; COLOSIMO, E. A. – Confiabilidade; análise de tempo de falha e testes de vida acelerados. Belo Horizonte. Fundação Christiano Ottoni, 1997. (Ferramentas de Qualidade, vol. 12).
- GOMES, A.A.C. – A Reestruturação das Indústrias de Rede: Uma avaliação do Setor Elétrico Brasileiro. Dissertação de Mestrado, UFSC, Engenharia de Produção, 1998.
- GREGÓRIO, T. A. – O Custo de uma Concessão e a Privatização no Setor Elétrico Brasileiro. Florianópolis 2000. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal de Santa Catarina.

- IMAMURA, A.M.; ABBOUD, R.L. – Diagnóstico do sistema de proteção e análise de atuações acidentais do sistema de proteção. In: SEMINÁRIO NACIONAL DE MANUTENÇÃO DO SETOR ELÉTRICO, 2º CD ROM. Curitiba, 1998.
- JAYABALAN; DIPAK CHAUDHIRI – Cost Optimization of Maintenance Scheduling for a System with Assured Reliability. IEEE Transactions on Reliability, vol. 41, nº 1, march 1992, p. 21-25.
- KECECIOGLU, D. – Maintainability, availability and operational readiness engineering handbook. New Jersey: Prentice Hall, 1995, 780 p.
- KIM, C. – MTBF of a Complex Binary Coherent System. IEEE Transactions on Reliability, vol. 38, nº 4, october 1989.
- KIM, C.; LEE, H. K. – A Monte Carlo Simulation Algorithm for Finding MTBF. IEEE Transactions on Reliability, vol. 41, nº 2, june 1992, p. 193-195.
- KOMM, J.J; WEBER, M. S.; SCHWEITZER, E. O.; HOU, D. – Philosophies for testing protective relays. 48th Annual Georgia Tech Protective Relaying Conference, Atlanta, Geórgia, 4-6 May 1994.
- LI, D.; HAIMES, Y. Y. – A Decomposition Method for Optimization of Large-System Reliability. IEEE Transactions on Reliability, vol. 41, nº 2, june 1992.
- MOBRAY, J. – Reliability-centered maintenance. New York. Industrial Press, 1992.
- MOBRAY, J. – Responsible custodianship. In: Seminário Nacional de Manutenção do Setor Elétrico, 2º, 1998, Curitiba. Anais Curitiba: Subcomitê de Manutenção do Grupo Coordenador para a Operação Interligada do Sistema Elétrico Brasileiro, 1998.
- MOTTA, S. B. – Periodicidade de manutenções preventivas em dispositivos de proteção de sistemas elétricos de potência; aplicação quantitativas de técnicas quantitativas de confiabilidade à engenharia de manutenção. Belo Horizonte, 1999. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) – Universidade Federal de Minas Gerais.

- MOTTA, S. B. – Aspectos técnicos e gerenciais de manutenção em instalações elétricas – Indicadores de desempenho da Transmissão: metodologia de cálculo e utilização em modelos probabilísticos de análise e decisão. XVI SNPTEE – Grupo XII, Campinas, São Paulo, 2001.
- NAKAGAWA, T. – Imperfect Preventive – Maintenance. IEEE Transactions on Reliability, vol. 28, nº 5, december 1979, p. 402.
- NAKAJIMA, S. – Introduction to TPM – total productive maintenance. Cambridge: Productivity Press, 1988, 129 p.
- NAKAJIMA, S. – Programa de desarrollo Del TPM – Implantación de mantenimiento productivo total. Tecnologia de Gerencia y Producción S.A., 1991.
- NOWLAN, F. S.; HEAP, H. F. – Reliability-centered maintenance. National Technical Information Service, Report nº AD/A066-579, 1978.
- O'CONNOR, P. D. T. – Practical reliability engineering. 3 ed. (rev.) England: John Wiley & Sons, 1995. 431p.
- ONS – Relatório de Análise Estatística do Desempenho das Proteções do Sistema Elétrico Brasileiro, referente ao ano de 1998, DPP-GPE 32, 2000.
- PINDYCK, R.S.; RUDINFELD, D. L – Microeconômia. São Paulo, 2ª Edição, Makron Book, 1994.
- PINTO, A. K.; XAVIER, J. A. N. – Manutenção: função estratégica. Rio de Janeiro: Qualitymark, 1998. 287p.
- PONTES, J.R. – A Indústria de Energia Elétrica no Brasil: Causas Fundamentais para a Reestruturação. Dissertação de Mestrado, UFSC, Engenharia de Produção, 1998.
- PRESCOT, J. N. – Equipment Life: Can we Afford To Extend It? In: Proceeding Annual Reliability and Maintainability Symposium, p. 529-535, 1995.

- PROCTOR, C. L.; WANG, Y.T. – Optimal Maintenance Policy for Systems that Experience Degradations. Microelectronics and Reliability, vol. 14, nº 2, 1975, p. 199-202.
- SALIBA, T. A. – Curso de TPM. PH Consultoria Ltda, 1999.
- SERRANO, R.O.L. – O Setor Elétrico e sua inserção num cenário generalizado. UFRJ, Instituto de Economia . Monografia de Pós-Graduação, Novembro, 1999.
- SILVEIRA, A. A.; LUZ, R. – Estudo do Defeito Fora de Tolerância. Documento Interno da Empresa Transmissora de Energia Elétrica do Sul do Brasil S/A. DES/DEMS, 2000.
- SIM, S.; ENDRENYI, J. – Optimal Preventive Maintenance with Repair. IEEE Transactions on Reliability, vol. 37, nº 1, march 1988, p. 92-96.
- SMITH, A. M. – Reability – centered manutenance. USA Mac Graw-Hill, 1993.
- SPIEGEL, M.R. – Probabilidade e Estatística, tradução de Alfredo Alves de Farias. São Paulo, Mc Graw-Hill do Brasil, 1978 (Coleção Schaum).
- TAVARES, L. A. – Administração Moderna da Manutenção. By Novo Polo Publicações e Assessoria Ltda. Rio de Janeiro, 1999.
- XAVIER, J. A. N. – Manutenção tipos e serviços. Congresso Brasileiro de Manutenção. Salvador, setembro, 1998.
- XENOS, H. G. – Gerenciando a manutenção produtiva. Belo Horizonte. Editora de Desenvolvimento Gerencial, 1998, 302 p.
- ZIEGLER, G. – Numerical Distance Protection – Principles and Applications. SIEMENS – Erlangen: Publics_MCD-Verl., 1999.